

Aucune autorité en valeurs mobilières ne s'est prononcée sur la qualité des titres offerts dans le présent prospectus. Quiconque donne à entendre le contraire commet une infraction.

L'information intégrée par renvoi dans le présent prospectus provient de documents déposés auprès des commissions de valeurs mobilières ou d'autorités analogues au Canada. On peut obtenir gratuitement des exemplaires des documents intégrés par renvoi dans le présent prospectus sur demande adressée au secrétaire de l'émetteur à l'adresse suivante : Suite 1201, 139 Water Street, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1B 3T2 (téléphone : 709 737-2800) ou sur le site Internet de SEDAR, à l'adresse suivante : www.sedar.com. Les titres proposés aux termes du présent prospectus simplifié n'ont pas été et ne seront pas inscrits en vertu de la loi des États-Unis intitulée Securities Act of 1933, avec ses modifications, (la « Loi de 1933 ») ni d'aucune loi sur les valeurs mobilières étatique et ne peuvent être offerts ni vendus aux États-Unis ou à une personne des États-Unis (au sens attribué au terme U.S. person dans le règlement S pris en application de la Loi de 1933) ou pour le compte de celle-ci, à moins qu'ils ne soient inscrits en vertu de la Loi de 1933 ou qu'une dispense d'exigence d'inscription ne soit offerte en vertu de la Loi de 1933 et des lois étatiques sur les valeurs mobilières applicables. Voir la rubrique « Mode de placement ».

PROSPECTUS SIMPLIFIÉ

Placement secondaire

Le 20 décembre 2013

FORTIS INC.

FORTIS

1 594 000 000 \$

Débtures subordonnées convertibles non garanties à 4,00 % représentées par des reçus de versement

Les débtures subordonnées convertibles non garanties à 4,00 % (les « débtures ») de Fortis Inc. (« Fortis » ou la « société ») offertes aux présentes (le « placement ») sont vendues par FortisUS Holdings Nova Scotia Limited (le « porteur de débtures vendeur »), une filiale en propriété exclusive directe de Fortis, au prix de 1 000 \$ par débenture, payable par versements. Voir la rubrique « Modalités du placement – Le porteur de débtures vendeur ». Avant le paiement intégral, la propriété véritable des débtures sera représentée par des reçus de versement (les « reçus de versement »). Le premier versement de 333 \$ est payable à la clôture du présent placement. Le versement final de 667 \$ est payable une fois qu'un avis aura été donné aux porteurs (l'« avis de versement final ») selon lequel i) la société a obtenu toutes les approbations réglementaires et gouvernementales requises pour la finalisation de l'acquisition (l'« acquisition »), par une filiale en propriété exclusive indirecte de la société, de l'ensemble des actions émises et en circulation de UNS Energy Corporation (« UNS Energy »), une société de portefeuille d'entreprises de services publics réglementés de l'Arizona dont les actions ordinaires sont inscrites à la Bourse de New York (la « Bourse NYSE »), et ii) la société et UNS Energy ont respecté toutes les autres conditions en cours préalables à la clôture de l'acquisition, autres que celles qui, de par leur nature, ne peuvent être respectées qu'à la clôture de l'acquisition (collectivement, les « conditions d'approbation »), qui sont détaillées dans la convention et le plan de fusion datés du 11 décembre 2013 entre Fortis, certaines filiales de Fortis et UNS Energy (la « convention d'acquisition »), ou y ont renoncé. Voir les rubriques « L'acquisition » et « La convention d'acquisition ». L'avis de versement final fixera une date pour le paiement du versement final (la « date du versement final »), qui tombera au moins 15 jours mais au plus 90 jours après la date de cet avis. **Si le porteur de reçus de versement ne règle pas le versement final au plus tard à la date du versement final, les débtures représentées par ce reçu de versement pourront, au gré du porteur de débtures vendeur, moyennant le respect des lois applicables et des modalités de la convention relative aux reçus de versement (au sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement – Reçus de versement »), être confisquées au bénéfice du porteur de débtures vendeur en règlement intégral des obligations du porteur ou ces débtures pourront être vendues et le porteur demeurera responsable de tout écart du produit de cette vente.** Voir la rubrique « Modalités du placement ».

La société et le porteur de débtures vendeur ont conclu des conventions de souscription datées du 11 décembre 2013 aux termes desquelles certains investisseurs institutionnels (dans chaque cas un « souscripteur dans le cadre du placement privé ») achèteront par versements dans le cadre d'un placement privé, au total des débtures représentées par des reçus de versement d'un montant en capital de 206 000 000 \$ (les « débtures liées au placement privé ») à un prix de 1 000 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débtures liées au placement privé, pour un produit brut global revenant au porteur de débtures vendeur de 206 000 000 \$ (le « placement privé concomitant »). La clôture du placement privé concomitant devrait avoir lieu à la date de clôture et est assujettie à la clôture concomitante du placement. Voir la rubrique « Financement de l'acquisition – Placement privé concomitant ».

Les porteurs de débtures auront droit à un intérêt au taux annuel de 4,00 % par montant en capital de 1 000 \$ de débtures qui sera payable trimestriellement, à terme échu, en versements égaux, le premier jour ouvrable de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année jusqu'à la date du versement final, inclusivement. Le premier paiement d'intérêt sera versé le 3 mars 2014 au montant de 5,5890 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débtures et inclura l'intérêt payable à compter de la date de clôture du placement, inclusivement, qui devrait avoir lieu vers le 9 janvier 2014 (la « date de clôture »). Les paiements d'intérêt trimestriels

subséquents seront établis à 10,00 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débetures. **Le jour qui suit la date du versement final, le taux d'intérêt payable sur les débetures tombera à un taux annuel de 0 %, et l'intérêt cessera de s'accumuler sur les débetures.** D'après un premier versement de 333 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débetures, le rendement annuel réel jusqu'à la date du versement final, inclusivement, s'établit à 12,00 %, et le rendement annuel réel par la suite est de 0 %.

Si la date du versement final tombe en tout temps avant le premier anniversaire de la date de clôture, les porteurs de débetures qui ont payé le versement final au plus tard à la date du versement final auront le droit de recevoir, le jour ouvrable suivant la date du versement final, en plus du paiement de l'intérêt couru et impayé jusqu'à la date du versement final, inclusivement, un montant correspondant à l'intérêt qui se serait accumulé à compter du jour suivant la date du versement final jusqu'au premier anniversaire, inclusivement, de la date de clôture si les débetures étaient demeurées en circulation et avaient continué à produire de l'intérêt jusqu'à cette date (le « montant compensatoire »). Aucun montant compensatoire ne sera payable si la date du versement final tombe à compter de la date du premier anniversaire de la date de clôture.

Privilège de conversion

Au gré du porteur et pourvu que le paiement du versement final ait été effectué, chaque débenture pourra être convertie en actions ordinaires de Fortis (les « actions ordinaires ») à la date du versement final ou à tout moment par la suite, mais avant le premier événement entre la date à laquelle la société rachète les débetures ou la date d'échéance (au sens donné plus loin). Le prix de conversion sera établi à 30,72 \$ par action ordinaire (le « prix de conversion »), soit un taux de conversion de 32,5521 actions ordinaires par montant en capital de 1 000 \$ de débetures, sous réserve d'un rajustement dans certaines circonstances. **Un porteur de débetures qui n'exerce pas son privilège de conversion au moment du paiement du versement final afin de convertir ses débetures en actions ordinaires à la date du versement final détiendra une débenture aux termes de laquelle le paiement d'intérêt est de 0 % et qui peut être rachetée par la société en totalité ou en partie durant tout jour de séance après la date du versement final à un prix correspondant au montant en capital majoré de l'intérêt impayé qui s'est accumulé jusqu'à la date du versement final, s'il en est.** Voir la rubrique « Modalités du placement ».

La société ne pourra racheter les débetures, sauf qu'elle les rachètera à un prix égal à leur montant en capital, majoré de l'intérêt couru et impayé après le premier des événements suivants : i) la notification aux porteurs selon laquelle les conditions d'approbation ne seront pas respectées; ii) la résiliation de la convention d'acquisition; et iii) le 2 juillet 2015 si l'avis de versement final n'a pas été donné au plus tard le 30 juin 2015. Lors d'un tel rachat, la société paiera pour chaque débenture : i) 333 \$ plus l'intérêt couru et impayé, au porteur du reçu de versement; et ii) 667 \$ au porteur de débetures vendeur pour le compte du porteur du reçu de versement en règlement du versement final. Conformément aux modalités de la convention relative aux reçus de versement, Fortis a convenu du fait que, jusqu'à ce que les débetures aient été remboursées conformément aux modalités qui précèdent ou jusqu'à ce que la date du versement final soit survenue, la société maintiendra à tout moment la disponibilité aux termes de sa facilité de crédit renouvelable un montant d'au moins 600 000 000 \$ pour couvrir un tiers du montant en capital des débetures dans l'éventualité d'un rachat obligatoire. Voir la rubrique « Modalités du placement – Débetures – Rachat ».

Après la date du versement final, toute débenture qui n'aura pas été convertie en actions ordinaires pourra être rachetée au gré de la société à un prix correspondant à son montant en capital majoré de l'intérêt impayé qui s'est accumulé avant la date du versement final. Voir la rubrique « Modalités du placement – Débetures – Rachat ».

Le 9 janvier 2024 (la « date d'échéance »), la société remboursera au comptant le montant en capital des débetures non converties et demeurant en circulation. La société pourra, à son gré et sans préavis, satisfaire l'obligation de payer le montant en capital de ces débetures à l'échéance en remettant le nombre d'actions ordinaires librement négociables correspondant au quotient du montant en capital des débetures divisé par 95 % du cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse de Toronto (la « Bourse TSX ») pour les 20 jours consécutifs de séance se terminant cinq jours de séance avant la date d'échéance.

Prix : 1 000 \$ par débenture pour un rendement annuel de 4,00 % (chaque débenture est convertible en actions ordinaires au prix de conversion de 30,72 \$)

	Prix d'offre	Rémunération des preneurs fermes¹⁾	Produit net revenant au porteur de débetures vendeur²⁾
Par débenture			
Premier versement	333,00 \$	20,00 \$	313,00 \$
Versement final	667,00 \$	20,00 \$	647,00 \$
Total par débenture	1 000,00 \$	40,00 \$	960,00 \$
Total ³⁾	1 594 000 000 \$	63 760 000 \$	1 530 240 000 \$

- 1) La rémunération des preneurs fermes correspond à 4,00 % du produit brut du placement, la moitié de cette rémunération étant payable à la date de clôture et l'autre moitié, à la date du versement final.
- 2) Le produit net revenant au porteur de débetures vendeur est calculé avant déduction des frais du placement, estimés à 2 000 000 \$, qui, tout comme la rémunération des preneurs fermes, seront payés sur les fonds généraux de Fortis. Voir la rubrique « Mode de placement ».
- 3) Le porteur de débetures vendeur a attribué aux preneurs fermes une option (l'« option de surallocation ») leur permettant d'acheter des débetures supplémentaires représentées par des reçus de versement correspondant à au plus 15 % du montant en capital global des débetures représentées par des reçus de versement vendues à la date de clôture, à un prix de 1 000 \$ par débenture payable par versements et selon les mêmes modalités que celles du placement afin de couvrir les surallocations, s'il en est. L'option de surallocation peut être exercée en totalité ou en partie, au seul gré des preneurs fermes et sans obligation, au plus tard le 30^e jour qui suit la clôture du placement. Si l'option de surallocation est exercée intégralement, le « prix d'offre », la « rémunération des preneurs fermes » et le « produit net revenant au porteur de débetures vendeur » seront de 1 833 100 000 \$, de 73 324 000 \$ et de 1 759 776 000 \$, respectivement. Le présent prospectus simplifié autorise l'octroi de l'option de surallocation et la vente des débetures représentées par des reçus de versement aux termes du présent prospectus simplifié au moment de l'exercice de cette option. Un acquéreur qui acquiert des débetures représentées par des reçus de versement faisant partie de la position de surallocation des preneurs fermes acquiert ces titres aux termes du présent prospectus simplifié, que la position soit ou non couverte par l'exercice de l'option de surallocation ou par des acquisitions sur le marché secondaire. Sauf indication contraire, l'information présentée dans le présent prospectus simplifié suppose que l'option de surallocation n'a pas été exercée. Voir la rubrique « Mode de placement ».

<u>Position des preneurs fermes</u>	<u>Valeur ou nombre maximums de titres détenus</u>	<u>Période d'exercice</u>	<u>Prix d'exercice</u>
Option de surallocation	Option visant la vente de débetures d'un montant en capital global d'au plus 239 100 000 \$ (payables par versements)	À tout moment au cours des 30 jours qui suivent la clôture du placement	1 000 \$ par débenture payables par versements dont une tranche de 333 \$ est payable à la clôture de l'option de surallocation et une tranche de 667 \$ est payable au plus tard à la date du versement final

Il n'existe actuellement aucun marché pour la négociation des débetures représentées par les reçus de versement. Il peut être impossible pour les souscripteurs ou les acquéreurs de les revendre, ce qui peut avoir une incidence sur leur cours sur le marché secondaire, la transparence et la disponibilité de leur cours, leur liquidité et l'étendue des obligations réglementaires de l'émetteur. Voir la rubrique « Facteurs de risque ».

Le présent prospectus simplifié vise le placement des débetures représentées par les reçus de versement. La Bourse TSX a approuvé sous condition l'inscription à la cote des reçus de versement (représentant les débetures et les débetures liées au placement privé) et des actions ordinaires qui seront émises lors de la conversion des débetures et des débetures liées au placement privé à la Bourse TSX. L'inscription à la cote est subordonnée à l'obligation, pour Fortis, de remplir toutes les conditions de la Bourse TSX au plus tard le 11 mars 2014. **La société n'a actuellement l'intention d'inscrire les débetures et les débetures liées au placement privé à la cote d'aucune bourse que ce soit, étant donné qu'elle prévoit actuellement que toutes les débetures et les débetures liées au placement privé seront converties en actions ordinaires à la date du versement final.** Les actions ordinaires en circulation de la société sont inscrites à la cote de la Bourse TSX sous le symbole « FTS ». Le 11 décembre 2013, soit le dernier jour de séance avant l'annonce de l'acquisition, du placement et du placement privé concomitant, le cours de clôture des actions ordinaires à la Bourse TSX s'établissait à 31,19 \$. Le 19 décembre 2013, le cours de clôture des actions ordinaires à la Bourse TSX s'établissait à 30,11 \$.

Les débetures seront vendues aux preneurs fermes (au sens donné plus loin) par le porteur de débetures vendeur moyennant un prix total de 1 000 \$ par débenture, payable par versements, ce prix et les autres modalités du placement ayant été établis par négociation entre la société, le porteur de débetures vendeur et les preneurs fermes. Après avoir déployé des efforts raisonnables pour vendre toutes les débetures au prix indiqué ci-dessus, les preneurs fermes pourront par la suite réduire de temps à autre le prix de vente aux épargnants pour vendre les débetures demeurant invendues. Toute pareille réduction n'aura aucune incidence sur le produit reçu par le porteur de débetures vendeur. **Voir la rubrique « Mode de placement ».**

Un placement dans les débetures représentées par les reçus de versement et dans les actions ordinaires qui seront émises lors de la conversion des débetures comporte certains risques dont un acquéreur éventuel devrait tenir compte. Voir les rubriques « Facteurs de risque » et « Remarque spéciale concernant les énoncés prospectifs ».

Scotia Capitaux Inc. (« Scotia Capitaux »), RBC Dominion valeurs mobilières Inc. (« RBC »), Valeurs Mobilières TD Inc. (« VMTD »), Marchés mondiaux CIBC inc. (« CIBC »), BMO Nesbitt Burns Inc., Financière Banque Nationale Inc. et Valeurs mobilières Desjardins inc. agissent en tant que preneurs fermes (les « preneurs fermes ») dans le cadre du placement. Les preneurs fermes offrent conditionnellement, sous réserve de prévente, les débetures représentées par les reçus de versement, sous les réserves d'usage concernant leur souscription, leur émission et leur livraison par le porteur de débetures vendeur, ainsi que leur acceptation par les preneurs fermes conformément aux conditions de la convention de prise ferme visée à la rubrique « Mode de placement », et sous réserve de l'approbation de certaines questions d'ordre juridique par Davies Ward Phillips & Vineberg S.E.N.C.R.L., s.r.l., de

Toronto, et McInnes Cooper, de St. John's, pour le compte de la société, et par Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l., de Toronto, pour le compte des preneurs fermes. Sous réserve des lois applicables, les preneurs fermes peuvent, dans le cadre du placement, faire des opérations visant à stabiliser ou à soutenir le cours des reçus de versement représentant les débetures ou des actions ordinaires à un niveau supérieur au cours qui serait formé sur un marché libre. Ces opérations peuvent être commencées ou interrompues à tout moment pendant le placement. Voir la rubrique « Mode de placement ».

Les preneurs fermes sont chacun des membres du groupe d'une institution financière qui, seule ou en tant que membre d'un syndicat d'institutions financières, a accordé (ou accordera) des facilités de crédit à la société et(ou) à ses filiales ou détient (ou détiendra) d'autres dettes de l'une d'elles. De plus, Scotia Capitaux, RBC, VMTD et CIBC agissent à titre de placeurs pour compte dans le cadre du placement privé concomitant et toucheront une rémunération de placement pour compte à l'égard de ces fonctions. Voir la rubrique « Financement de l'acquisition ». **En conséquence, la société peut être considérée comme un « émetteur associé » de ces preneurs fermes au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Voir la rubrique « Relation entre Fortis, le porteur de débetures vendeur et certains preneurs fermes ».**

Les souscriptions des débetures représentées par les reçus de versement seront reçues sous réserve d'un droit de rejet ou d'une attribution totale ou partielle, ainsi que du droit de fermeture des livres de souscription en tout temps, sans avis. On s'attend à ce que la date de clôture ait lieu vers le 9 janvier 2014 ou à toute autre date dont la société, le porteur de débetures vendeur et les preneurs fermes pourront convenir, mais au plus tard le 20 janvier 2014. Si les preneurs fermes prennent livraison des débetures représentées par les reçus de versement proposées par les présentes, ils doivent le faire au plus tard à une date qui tombe au plus 42 jours après la date du visa à l'égard du prospectus simplifié définitif se rapportant au placement.

Un certificat de titres relevés représentant les reçus de versement (qui représentent eux-mêmes les débetures) faisant l'objet du placement aux termes des présentes sera émis sous forme nominative seulement à Services de dépôt et de compensation CDS inc. (« CDS ») ou à son prête-nom et sera déposé auprès de CDS à la date de clôture. Sous réserve du respect des dispositions de la convention relative aux reçus de versement à la date du versement final ou dès que possible par la suite, pourvu que le paiement du versement final ait été effectué, le certificat global représentant les reçus de versement sera annulé, et le certificat global représentant les débetures faisant l'objet du placement aux termes des présentes, qui aura été mis en gage en faveur du porteur de débetures vendeur et aura été détenu par Société de fiducie Computershare du Canada, en tant que mandataire quant à la sûreté, sera libéré et remis à CDS, et immatriculé au nom de CDS ou de son prête-nom (après avoir été rajusté pour les débetures qui ont été converties en actions ordinaires à la date du versement final). La société conçoit qu'un acquéreur de débetures représentées par des reçus de versement recevra seulement une confirmation d'achat de la part du courtier inscrit (qui est un adhérent de CDS) auquel ou par l'entremise duquel les débetures représentées par les reçus de versement sont achetées. Sauf tel qu'il est autrement indiqué aux présentes, les porteurs de reçus de versement représentant les débetures et les porteurs de débetures à compter de la date du versement final n'auront pas droit à la réception de certificats matériels représentant leur propriété des reçus de versement ou de débetures, selon le cas. Voir la rubrique « Modalités du placement ».

TABLE DES MATIÈRES

<u>Page</u>	<u>Page</u>
REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	2
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI.....	5
DOCUMENTS DE COMMERCIALISATION.....	6
ADMISSIBILITÉ AUX FINS DE PLACEMENT	6
PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE	6
AVERTISSEMENT CONCERNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA NON AUDITÉS.....	7
MONNAIE	7
TERMES ET EXPRESSIONS DÉFINIS	7
INFORMATION DE SOURCES TIERCES ET DONNÉES SECTORIELLES	8
SOMMAIRE DU PROSPECTUS	9
FORTIS.....	23
DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS	28
L'ACQUISITION	30
L'ENTREPRISE ACQUISE.....	36
LA CONVENTION D'ACQUISITION	54
FINANCEMENT DE L'ACQUISITION	59
STRUCTURE DU CAPITAL.....	61
RATIOS DE COUVERTURE PAR LE BÉNÉFICE	62
CAPITAL-ACTIONS DE FORTIS	62
CHANGEMENTS DANS LA STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS ET DU CAPITAL D'EMPRUNT ..	62
PLACEMENTS ANTÉRIEURS	63
COURS DES TITRES ET VOLUME DES OPÉRATIONS SUR CEUX-CI.....	64
POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES	65
DESCRIPTION DES ACTIONS ORDINAIRES.....	66
MODALITÉS DU PLACEMENT.....	66
EMPLOI DU PRODUIT	73
MODE DE PLACEMENT	74
RELATION ENTRE FORTIS, LE PORTEUR DE DÉBENTURES VENDEUR ET CERTAINS PRENEURS FERMES.....	76
INCIDENCES DE L'IMPÔT FÉDÉRAL SUR LE REVENU AU CANADA.....	76
FACTEURS DE RISQUE	79
AUDITEURS.....	97
QUESTIONS D'ORDRE JURIDIQUE.....	97
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	98
DROITS DE RÉOLUTION ET SANCTIONS CIVILES ...	98
SIGNIFICATION D'ACTES DE PROCÉDURE ET EXÉCUTION DE CERTAINS RECOURS CIVILS	98
GLOSSAIRE	99
TABLE DES MATIÈRES DES ÉTATS FINANCIERS	F-1
ATTESTATION DE FORTIS INC.	A-1
ATTESTATION DES PRENEURS FERMES.....	A-2

REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Pour une liste des termes définis employés aux présentes, veuillez vous reporter à la rubrique « Glossaire » qui débute à la page 99 du présent prospectus simplifié (le « prospectus »).

Le présent prospectus (le « prospectus »), y compris les documents y étant intégrés par renvoi, contiennent de l'information prospective qui reflète les attentes actuelles de la direction au sujet i) de la croissance, des résultats d'exploitation, du rendement et des perspectives et occasions commerciales futurs de la société; ii) l'acquisition de UNS Energy; et iii) l'incidence de l'acquisition, du présent placement, du placement privé concomitant et des facilités de crédit reliées à l'acquisition sur la situation financière de la société; et iv) le rendement, les perspectives d'entreprise et les occasions futurs de UNS Energy, ainsi que l'intégration de ses entreprises de services publics d'électricité et de gaz à l'exploitation existante de Fortis. Ces attentes peuvent ne pas être appropriées à d'autres fins. Toute l'information prospective est présentée conformément aux dispositions relatives aux « règles refuge » des lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada. Les mots « prévoit », « croit », « établit au budget », « pourrait », « estime », « s'attend », « entend », « peut », « devrait », « projette », « fera », « ferait » et les expressions similaires visent souvent à identifier de l'information prospective, bien que l'information prospective ne contienne pas entièrement ces mots d'identification. L'information prospective reflète les croyances actuelles de la direction de la société et est fondée sur les renseignements actuellement à la portée de celle-ci.

L'information prospective contenue dans le présent prospectus, y compris les documents y étant intégrés par renvoi, inclut, notamment, des énoncés concernant : le fait que l'entreprise principale de Fortis demeure la propriété et l'exploitation de services publics réglementés d'électricité et de gaz; l'orientation principale de la société, aux États-Unis et au Canada, sur l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés; la recherche d'une croissance dans les entreprises non réglementées de la société à l'appui de sa stratégie de croissance dans le secteur des entreprises de services publics réglementés; les dépenses en immobilisations prévues dans le secteur canadien de l'électricité au cours de la période de 20 ans allant de 2010 à 2030 pour maintenir la fiabilité du réseau; la base tarifaire prévue pour les cinq principales entreprises de services publics réglementés de la société; les dépenses en immobilisations brutes consolidées prévisionnelles de la société pour 2013 et au total pour la période de six ans allant de 2013 à 2018; l'attente selon laquelle l'acquisition de CH Energy aura un effet d'accroissement du bénéfice par action ordinaire au cours de la première année complète suivant sa conclusion, à l'exclusion des frais reliés à l'acquisition non récurrents; le calendrier prévu et l'achèvement de l'agrandissement des installations de GNL de Tilbury et l'accroissement de la capacité de liquéfaction et de stockage de ces installations après l'agrandissement; le TCAC combiné prévu de la base tarifaire des services publics et de l'investissement dans la production hydroélectrique au cours des six prochaines années; les attentes selon lesquelles la charge et la base tarifaire de FortisAlberta Inc. bénéficieront de la croissance économique continue en Alberta; les diverses occasions d'investissement dans la distribution ou le transport du gaz naturel et de l'électricité pouvant être à la portée de la société; la nature, le moment et le coût de certains projets d'immobilisations, leurs coûts et leur durée prévus jusqu'à l'achèvement; la probabilité que l'important programme de dépenses en immobilisations de la société soutienne la croissance continue du bénéfice et des dividendes; l'attente selon laquelle les projets d'immobilisations que les entreprises de services publics réglementés de la société jugent nécessaires ou ont exécutés seront autorisés ou que des conditions ne seront pas imposées pour l'obtention de telles autorisations; l'attente selon laquelle les entreprises de services publics réglementés de la société pourraient connaître des perturbations et des hausses de coûts si elles ne sont pas en mesure de maintenir leurs actifs; l'attente selon laquelle les besoins de liquidités liés à la réalisation des programmes d'immobilisations des filiales seront pourvus grâce à une combinaison des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, d'emprunts sur les facilités de crédit, d'injections de capitaux par Fortis et d'émissions de titres de créance à long terme; la capacité escomptée des filiales de la société d'obtenir les liquidités nécessaires au financement de leurs programmes de dépenses en immobilisations (ou de les financer autrement); les échéances et les remboursements prévus de la dette à long terme consolidée et en moyenne annuellement au cours des cinq prochains exercices; l'attente selon laquelle la société et ses filiales continueront d'avoir un accès raisonnable à des capitaux à court et à moyen termes; l'attente selon laquelle les facilités de crédit disponibles conjuguées à un volume annuel relativement faible des échéances de la dette et des remboursements sur celle-ci apporteront à la société et à ses filiales une flexibilité pour choisir le moment des appels aux marchés financiers; l'attente selon laquelle la société et ses filiales continueront de respecter les engagements relatifs à la dette en 2013; l'attente selon laquelle une augmentation des intérêts débiteurs et(ou) des frais associés au renouvellement et à la prolongation des facilités de crédit n'aura pas d'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la société pour 2013; l'incidence prévue des changements du RCP et de la composante en actions ordinaires de la structure du capital total sur le bénéfice de FortisAlberta et de FortisBC Inc. pour 2013; le moment prévu du dépôt des demandes de décision auprès des autorités de réglementation et de l'obtention de ces décisions; l'incidence estimative qu'une baisse des revenus d'exploitation de la division hôtelière de Fortis Properties aurait sur le résultat de base annuel par action ordinaire; l'absence de mesures défavorables importantes concernant les notations du crédit à court terme; l'incidence prévue d'un changement dans le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien sur le résultat de base par action ordinaire en 2013; l'attente selon laquelle les contreparties aux contrats dérivés relatifs au gaz des sociétés de FortisBC Energy continueront de respecter leurs obligations; l'attente selon laquelle la charge de retraite nette consolidée pour 2013 au titre des régimes de retraite à prestations déterminées pour 2013 sera comparable à

celle de 2012 et l'absence de garantie que les actifs du régime de retraite dégageront les taux de rendement à long terme hypothétiques à l'avenir.

L'information prospective contenue aux présentes à l'égard de l'acquisition et du financement de celle-ci, du rendement, des perspectives d'entreprise et des occasions futurs de UNS Energy et l'intégration de ses entreprises de services publics d'électricité et de gaz à l'exploitation existante de Fortis inclut, notamment, des énoncés concernant les modalités de l'acquisition; la conclusion de l'acquisition; la réalisation des avantages prévus de l'acquisition par Fortis, y compris le fait que l'acquisition aura un effet d'accroissement sur le bénéfice par action ordinaire de la société au cours de la première année complète suivant sa conclusion, à l'exclusion des frais reliés à l'acquisition non récurrents; l'exactitude de l'information financière combinée pro forma, qui n'est pas nécessairement représentative de l'information financière qui résultera de l'exploitation de Fortis sur une base consolidée après l'acquisition; la conclusion du placement et du placement privé concomitant et l'utilisation du produit qui en découle; la conversion des débentures et des débentures liées au placement privé en actions ordinaires et l'effet de cette conversion sur la structure du capital consolidé de Fortis; la réception par le porteur de débentures vendeur du montant global du versement final payable à l'égard des débentures; l'utilisation par Fortis des facilités de crédit reliées à l'acquisition; la conclusion par Fortis et le porteur de débentures vendeur de la convention relative aux reçus de versement et de l'acte de fiducie; les droits des porteurs des reçus de versement de recevoir des débentures et des actions ordinaires à la réalisation de certains événements; l'inscription des reçus de versement et des actions ordinaires devant être émises au moment de l'exercice des débentures à la cote de la Bourse TSX; le taux de rendement des débentures et le versement de l'intérêt sur celles-ci; l'incidence de l'acquisition sur une base consolidée sur l'exploitation, l'infrastructure, les occasions, la situation financière, l'accès aux capitaux et la stratégie globale de la société; la capacité de Fortis d'acquitter son passif et de s'acquitter de ses obligations au titre du service de la dette après la conclusion de l'acquisition; la possibilité que la notation de crédit de Fortis change par suite de l'acquisition et du financement de celle-ci; l'attente selon laquelle Fortis conservera les membres du personnel clé de UNS Energy et de ses filiales; le rendement, les perspectives d'entreprise et les occasions de UNS Energy et de ses filiales; le cadre de réglementation dans l'État de l'Arizona; les projections de croissance de l'emploi, des ventes au détail et du revenu personnel dans l'État de l'Arizona pour la période de six ans allant de 2013 à 2018 et les projections de croissance de l'emploi pour la période de 30 ans se terminant en 2043; l'attente selon laquelle il y aura une diminution importante de l'utilisation que fait TEP à ses centrales et le ratio prévu des combustibles de production devant être utilisés par TEP en 2020; l'incidence prévue de la réglementation environnementale actuelle et future sur l'entreprise et l'exploitation des entreprises de services publics de UNS; l'incidence sur les entreprises de services publics de UNS des exigences réglementaires concernant l'efficacité énergétique et l'énergie renouvelable; l'exploitation continue par TEP de ses centrales actuelles; l'attente selon laquelle les relations de travail avec les salariés syndiqués de UNS Energy et de ses filiales demeureront bonnes; la nature, le moment et le montant de certains projets d'immobilisations; et les attentes concernant l'exploitation, les stocks, l'approvisionnement et la capacité de production des actifs de UNS Energy et de ses filiales.

Les prévisions et projections qui sous-tendent l'information prospective figurant dans le présent prospectus sont fondées sur des hypothèses qui comprennent, sans limitation, la conclusion de l'acquisition; la réception des approbations réglementaires applicables et des ordonnances tarifaires demandées; la réception de l'approbation des actionnaires de UNS Energy et des approbations des autorités de réglementation à l'égard de l'acquisition selon des modalités acceptables pour Fortis; le paiement au porteur de débentures vendeur du montant global du versement final; la conversion en actions ordinaires de la totalité de toutes les débentures placées aux termes du présent prospectus et du placement privé concomitant; la réalisation des avantages prévus de l'acquisition; la capacité de Fortis d'intégrer avec succès l'entreprise et l'exploitation de UNS Energy dans le groupe de sociétés Fortis; la capacité de Fortis de conserver les membres du personnel clé de UNS Energy et des entreprises de services publics de UNS; le taux de croissance de l'emploi, des ventes au détail et du revenu personnel dans l'État de l'Arizona pour la période de six ans allant de 2013 à 2018 et le taux de croissance de l'emploi pour la période de 30 ans se terminant en 2043; le montant des emprunts devant être prélevés sur les facilités de crédit reliées à l'acquisition; la capacité de Fortis d'avoir accès au marché des capitaux après l'acquisition pour procéder au remboursement des facilités de crédit reliées à l'acquisition en conformité avec leurs modalités; le montant global des frais reliés à l'acquisition; l'exactitude et l'exhaustivité de l'information, notamment publique, de UNS Energy intégrée dans le présent prospectus; l'absence de passif non divulgué de UNS Energy; le fait qu'aucune décision défavorable importante des autorités de réglementation ne soit reçue et l'attente d'une stabilité du régime de réglementation; le fait que Fortis Alberta continue de recouvrer son coût du service et de gagner son RCP autorisé dans le cadre de la tarification TAR, qui a débuté pour une durée de cinq ans à compter du 1^{er} janvier 2013; l'absence de variation importante des taux d'intérêt; l'absence de perturbations importantes de l'exploitation ou de passifs environnementaux importants attribuables à un sinistre ou à un bouleversement de l'environnement dû à des conditions climatiques difficiles, à d'autres phénomènes naturels ou à d'autres événements majeurs; la capacité continue de la société d'entretenir les réseaux de gaz et d'électricité afin d'assurer leur rendement continu; l'absence d'une détérioration grave et prolongée de la conjoncture économique; l'absence d'une baisse importante des dépenses en immobilisations; l'absence de dépassement important des coûts en immobilisations et de financement de projet ou de retard à l'égard des travaux de construction de l'Expansion Waneta; des liquidités et des ressources en capital suffisantes; l'attente selon laquelle la société recevra du gouvernement du Belize une

indemnisation appropriée à l'égard de la juste valeur de l'investissement de la société dans Belize Electricity qui a fait l'objet d'une expropriation par le gouvernement du Belize; l'attente selon laquelle BECOL ne sera pas expropriée par le gouvernement du Belize; le maintien de mécanismes approuvés par les autorités de réglementation qui permettent de transmettre les coûts du gaz naturel et de l'approvisionnement énergétique de Fortis et de UNS Energy, ainsi que de leurs filiales respectives et des coûts environnementaux de UNS Energy et des ses filiales dans les tarifs demandés à la clientèle; la capacité de couvrir l'exposition à la variation des taux d'intérêt, des taux de change, des prix du gaz naturel, de l'électricité et du charbon et des prix des autres combustibles; le prix pouvant être obtenu à l'occasion pour la vente d'électricité au gros et les ventes de gaz dans le sud-ouest des États-Unis; le maintien de relations favorables entre les copropriétaires ou les exploitants des centrales dans lesquelles TEP détient une participation; le coût auquel TEP pourrait obtenir de l'électricité auprès de sources de remplacement; le taux de la baisse de consommation d'électricité découlant des programmes d'efficacité énergétique et de la production axée sur le client; le maintien des tendances observées en matière de conditions météorologiques; l'absence de défauts importants de la part de contreparties; le maintien à un niveau concurrentiel des prix du gaz naturel par rapport à ceux de l'électricité et d'autres sources d'énergie de remplacement; la disponibilité continue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible, en charbon et en électricité; le maintien de contrats d'approvisionnement en électricité et d'achat de capacité et leur approbation par les autorités de réglementation; la capacité de produire de l'électricité à l'aide de charbon dans l'État de l'Arizona et dans l'État du Nouveau-Mexique; la capacité de capitaliser les régimes de retraite à prestations déterminées, de produire les taux de rendement à long terme hypothétiques à l'égard des actifs connexes et de récupérer la charge de retraite nette dans les tarifs demandés aux clients; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois environnementales qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur l'exploitation et les flux de trésorerie de la société et de ses filiales; la capacité de TEP de continuer de recevoir de l'électricité à des coûts efficaces des centrales dans lesquelles elle détient actuellement une participation; le montant des dépenses en immobilisations qui seront requises afin que les actifs de production de TEP et de UNS Electric soient conformes à la réglementation environnementale actuelle et future; l'absence de changement important dans les politiques publiques et les directives des autorités gouvernementales qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la société, UNS Energy et leurs filiales respectives; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité d'obtenir et de maintenir des licences et permis; la conservation des territoires desservis existants; la capacité de présenter l'information conformément aux PCGR des États-Unis après 2014 ou l'adoption des IFRS après 2014 selon des modalités qui permettent la comptabilisation des actifs et du passif réglementaires; le maintien du régime d'imposition différée du bénéfice tiré des activités de la société dans les Caraïbes; le maintien des infrastructures de technologies de l'information; le maintien de relations favorables avec les Premières nations; des relations de travail favorables; et des ressources humaines suffisantes pour offrir des services et mettre en œuvre le programme d'immobilisations.

L'information prospective est soumise à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs par suite desquels les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats historiques ou des résultats prévus par l'information prospective. Les facteurs susceptibles d'entraîner une variation des résultats ou des événements par rapport aux attentes actuelles comprennent, sans restriction, le risque lié à la réglementation, y compris les risques liés aux modifications en cours et futures de la réglementation environnementale et le risque accru concernant FortisAlberta qui est associé à l'adoption du TAR pour une durée de cinq ans commençant en 2013; le risque lié aux taux d'intérêt, notamment l'incertitude entourant l'effet de la persistance de faibles taux d'intérêt sur le RCP des entreprises de services publics réglementés de la société; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; les risques liés à l'évolution de la conjoncture économique; le risque de dépassement des budgets prévus pour les projets d'immobilisations, les risques liés à leur achèvement et à leur financement pour les activités non réglementées de la société; le risque lié aux ressources en capital et aux liquidités; le risque lié au montant de l'indemnité devant être versée à Fortis à l'égard de son investissement dans Belize Electricity qui a fait l'objet d'une expropriation par le gouvernement du Belize; le moment de la réception de l'indemnité et la capacité du gouvernement du Belize de verser l'indemnité qui est payable à Fortis; le risque que le gouvernement du Belize puisse exproprier BECOL; le risque lié aux conditions météorologiques et au caractère saisonnier; le risque lié au prix des marchandises; la capacité continue de couvrir le risque de change; le risque lié aux contreparties; le caractère concurrentiel du gaz naturel; le risque lié à l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible, en charbon et en électricité; les risques liés au maintien, au renouvellement et au remplacement des contrats d'approvisionnement en électricité et d'achat de capacité et/ou leur approbation par les autorités de réglementation; les risques liés à l'incapacité de conclure l'acquisition; les risques liés à la réalisation des avantages prévus de l'acquisition; les risques liés à une baisse importante du cours des actions ordinaires et l'incidence que cette baisse aurait sur le montant des débentures que la société serait en fin de compte tenue d'acheter ou de rembourser à l'échéance; les risques liés à la viabilité économique d'apporter des modifications à certains actifs de production de TEP pour les rendre conformes à la réglementation environnementale actuelle et future; les risques liés à la copropriété ou à la location de certains actifs de production de TEP; les risques liés aux coûts d'achat des actifs loués de TEP et les coûts liés à l'obtention de sources de production d'électricité de remplacement ou aux achats d'électricité; les risques liés au fait que TEP n'est pas l'exploitante de certaines centrales dans lesquelles elle détient une participation; les risques liés aux besoins de rendement et de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées; les risques liés à FEVI; les risques environnementaux; les risques liés aux couvertures d'assurance; le risque lié à la perte de licences et de permis; le risque lié à la perte d'un territoire de desserte; le risque de ne pas être en mesure de présenter l'information

conformément aux PCGR des États-Unis après 2014 ou le risque que les IFRS ne comportent pas de règles comptables applicables aux entités à tarifs réglementés d'ici la fin de 2014 afin de permettre la comptabilisation des actifs et du passif réglementaires; les risques liés aux modifications des lois fiscales; le risque d'une défaillance de l'infrastructure des technologies de l'information et de cyberattaques; le risque lié à l'incapacité d'accès aux terres des Premières nations; le risque lié aux relations de travail; le risque lié aux ressources humaines; et le risque d'un dénouement inattendu de toute poursuite judiciaire actuellement en cours contre la société ou contre UNS Energy. Pour plus de renseignements sur les facteurs de risque de la société et les facteurs de risque concernant l'entreprise de Fortis après l'acquisition, l'exploitation de Fortis et de UNS Energy, l'acquisition, les débetures, les reçus de versement et les actions ordinaires, il y a lieu de consulter la rubrique du présent prospectus intitulée « Facteurs de risque », ainsi que les documents qui y sont intégrés par renvoi et les documents d'information continue que la société dépose de temps à autre auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières.

Toute l'information prospective figurant dans le présent prospectus, ainsi que dans les documents qui y sont intégrés par renvoi est assujettie dans son intégralité aux mises en garde précitées et, sauf tel que la loi l'exige, la société n'assume aucune obligation de réviser ou de mettre à jour l'information prospective par suite de renseignements nouveaux, d'événements futurs ou autrement.

DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI

Les documents d'information de la société énumérés ci-après et déposés auprès des commissions de valeurs mobilières compétentes ou d'autorités analogues de chacune des provinces du Canada font partie intégrante du présent prospectus :

- i) la notice annuelle;
- ii) les états financiers comparatifs consolidés audités en date des 31 décembre 2012 et 31 décembre 2011 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2012 et 2011, ainsi que les notes y étant afférentes et le rapport de l'auditeur s'y rapportant en date du 20 mars 2013 contenus dans le rapport annuel de la société pour 2012, préparés conformément aux PCGR des États-Unis;
- iii) le rapport de gestion annuel;
- iv) la circulaire de sollicitation de procurations par la direction;
- v) les états financiers consolidés intermédiaires comparatifs non audités en date du 30 septembre 2013 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2013 et 2012, ainsi que les notes y étant afférentes, préparés conformément aux PCGR des États-Unis;
- vi) le rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013;
- vii) le projet de sommaire des modalités daté du 11 décembre 2013 et projet de la présentation aux investisseurs daté du 11 décembre 2013, chacun déposé sur SEDAR dans le cadre du placement (collectivement, les « documents de commercialisation »); et
- viii) la déclaration de changement important datée du 12 décembre 2013 annonçant l'acquisition et le financement de celle-ci, y compris le présent placement et le placement privé concomitant.

Tout document de la nature de ceux indiqués au paragraphe précédent, toute déclaration de changement important (autre que toute déclaration confidentielle de changement important) et toute déclaration d'acquisition d'entreprise déposés par la suite par la société auprès de ces commissions des valeurs mobilières ou autorités de réglementation après la date du présent prospectus et avant la fin du placement seront réputés intégrés par renvoi dans le présent prospectus.

Toute déclaration contenue dans un document intégré ou réputé intégré par renvoi dans le présent prospectus sera réputée modifiée ou remplacée aux fins du présent prospectus dans la mesure où une déclaration contenue aux présentes ou dans un autre document déposé par la suite qui est également intégré aux présentes par renvoi ou est réputé l'être, modifie ou remplace cette déclaration. Il n'est pas nécessaire que la déclaration de modification ou de remplacement indique qu'elle a modifié ou remplacé une déclaration antérieure ou inclue tout autre renseignement présenté dans le document qu'elle modifie ou remplace. La formulation d'une déclaration de modification ou de remplacement ne sera pas réputée constituer une admission à quelque fin que ce soit selon laquelle la déclaration modifiée ou remplacée constituait, lorsqu'elle a été faite, une information fautive ou trompeuse, une déclaration fautive d'un fait important ou l'omission d'énoncer un fait important dont la mention est requise ou qui est nécessaire pour qu'une déclaration ne soit pas trompeuse à la lumière des circonstances dans

lesquelles elle a été faite. Toute déclaration ainsi modifiée ou remplacée ne sera pas réputée faire partie du présent prospectus, sauf dans la mesure où elle est ainsi modifiée ou remplacée.

Des copies des documents intégrés aux présentes par renvoi peuvent être obtenues gratuitement sur demande adressée au secrétaire de la société, au 139 Water Street, bureau 1201, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1B 3T2 (téléphone : 709 737-2800). Ces documents peuvent également être consultés sur Internet, sur le site Web de la société à l'adresse www.fortisinc.com, ou sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Les renseignements que contient n'importe lequel de ces sites Web ou qui sont accessibles au moyen de ceux-ci ne sont pas intégrés par renvoi dans le présent prospectus et n'en font pas partie, ni ne sauraient être considérés comme en faisant partie, sauf s'ils y sont expressément intégrés.

DOCUMENTS DE COMMERCIALISATION

Les documents de commercialisation ne font pas partie du présent prospectus dans la mesure où leur contenu a été modifié ou remplacé par un énoncé contenu dans ce prospectus. Un modèle de « documents de commercialisation » (au sens donné dans le *Règlement 41-101 sur les obligations générales relatives au prospectus*) déposé après la date du présent prospectus et avant la fin du placement (y compris toute modification ou version modifiée des documents de commercialisation) est réputé intégré dans le présent prospectus.

ADMISSIBILITÉ AUX FINS DE PLACEMENT

De l'avis de Davies Ward Phillips & Vineberg s.e.n.c.r.l., s.r.l., conseillers juridiques de Fortis et du porteur de débentures vendeur, ainsi que de Stikeman Elliott s.e.n.c.r.l., s.r.l., conseillers juridiques des preneurs fermes, à condition que les actions ordinaires soient inscrites à la cote d'une « bourse de valeurs désignée » (qui inclut la Bourse TSX) aux fins de la Loi de l'impôt et sous réserve des dispositions de tout régime exonéré (au sens donné plus loin), les débentures représentées par les reçus de versement et les actions ordinaires qui seront émises lors de la conversion ou de l'échéance des débentures, si elles étaient émises à la date des présentes, constitueraient des placements admissibles en vertu de la Loi de l'impôt à la date des présentes pour une fiducie régie par un REER, un FERR, un régime enregistré d'épargne-études, un RPDB, un régime enregistré d'épargne-invalidité et un CELI (collectivement, les « régimes exonérés »), sauf, dans le cas des débentures, un RPDB auquel Fortis ou un employeur faisant affaire avec un lien de dépendance avec Fortis a versé une contribution.

Malgré ce qui précède, si les débentures ou les actions ordinaires constituent des « placements interdits » (au sens donné dans la Loi de l'impôt) pour une fiducie régie par un CELI, un REER ou un FERR, le titulaire du CELI ou le rentier aux termes du REER ou du FERR, selon le cas, sera assujéti à une pénalité fiscale prévue dans la Loi de l'impôt. Les débentures et les actions ordinaires ne constitueront pas des placements interdits pour un CELI, un REER ou un FERR, à condition que le titulaire ou le rentier aux termes d'un tel régime exonéré, selon le cas, i) n'ait pas de lien de dépendance avec Fortis, aux fins de la Loi de l'impôt et ii) ne détienne pas de « participation notable » (au sens donné à cette expression dans les règles sur les placements interdits figurant dans la Loi de l'impôt) dans Fortis. De plus, conformément aux modifications proposées, les actions ordinaires ne constitueront pas des « placements interdits » si elles sont des « biens exclus », au sens donné dans la Loi de l'impôt à cette fin, pour les fiducies régies par un CELI, un REER et un FERR. Les acquéreurs éventuels qui entendent détenir des débentures ou des actions ordinaires dans un CELI, un REER ou un FERR devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux.

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Les états financiers de la société figurant dans le présent prospectus sont présentés en dollars canadiens et ont été préparés conformément aux PCGR des États-Unis. Toute autre information financière de UNS Energy et les états financiers historiques audités de UNS Energy figurant dans le présent prospectus sont présentés en dollars US et ont été préparés conformément aux PCGR des États-Unis. Les actifs et les passifs de UNS Energy figurant dans le bilan consolidé pro forma non audité de la société au 30 septembre 2013 sont présentés en dollars canadiens en fonction du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien à la clôture de la période. Les produits et les charges de UNS Energy figurant dans l'état des résultats consolidés pro forma non audités de la société pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012 sont présentés en dollars canadiens en fonction des taux de change moyen du dollar US par rapport au dollar canadien pour ces périodes. L'information financière figurant dans le présent prospectus qui a été tirée des états financiers consolidés pro forma non audités a été convertie en dollars canadiens sur la même base. Les chiffres dans certains tableaux du prospectus ayant été arrondis, les totaux dans ces tableaux ne correspondent pas nécessairement à la somme des éléments.

AVERTISSEMENT CONCERNANT LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA NON AUDITÉS

Le présent prospectus contient un bilan consolidé au 30 septembre 2013 et des états des résultats consolidés pro forma non audités de la société pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012, qui donnent effet i) au placement, dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée; ii) au placement privé concomitant; iii) à l'émission d'actions ordinaires au moment de la conversion des débentures et des débentures liées au placement privé à la date du versement final; iv) aux facilités de crédit reliées à l'acquisition; et v) à l'acquisition. Ces états financiers consolidés pro forma non audités ont été préparés à l'aide de certains états financiers respectifs de la société et de UNS Energy comme il est décrit plus précisément dans les notes afférentes à ces états financiers consolidés pro forma non audités. Pour la préparation de ces états financiers consolidés pro forma non audités, Fortis a eu un accès restreint aux livres et aux registres non publics de UNS Energy et ne formule aucune déclaration ni garantie quant à l'exactitude ou à l'exhaustivité de l'information fournie par UNS Energy, notamment les états financiers de UNS Energy qui ont été utilisés pour la préparation des états financiers consolidés pro forma non audités. Ces états financiers consolidés pro forma non audités ne sont pas censés être représentatifs des résultats qui auraient effectivement été obtenus ou des résultats prévus au cours de périodes ultérieures, si les événements dont il est tenu compte aux présentes étaient survenus aux dates indiquées. Les montants réels comptabilisés au moment de la répartition définitive du prix d'achat aux termes de l'acquisition pourraient différer de ceux qui sont comptabilisés dans ces états financiers consolidés pro forma non audités. Étant donné que ces états financiers consolidés pro forma non audités ont été élaborés pour illustrer rétroactivement l'incidence d'une opération qui est survenue ou qui devrait survenir à une date ultérieure (même si cette élaboration a été accomplie selon les pratiques généralement reconnues à l'aide d'hypothèses raisonnables), les données pro forma comportent de par leur nature même des limitations inhérentes. Les données contenues dans les états financiers consolidés pro forma non audités ne représentent qu'une simulation de l'incidence potentielle de l'acquisition de UNS Energy par la société. Les lecteurs ne devraient pas se fonder indûment sur ces états financiers consolidés pro forma non audités. Voir les rubriques « Remarque spéciale concernant les énoncés prospectifs » et « Facteurs de risque ».

MONNAIE

Dans le présent prospectus, sauf indication contraire ou à moins que le contexte ne s'y oppose, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens. Les renvois aux « dollars », aux « \$ » ou aux « \$ CA » visent la monnaie légale du Canada. Les renvois aux « dollars US » ou aux « \$ US » visent la monnaie légale des États-Unis d'Amérique.

Le tableau suivant présente, pour chacune des périodes indiquées, le taux de change à la fin de la période, le taux de change moyen à midi ainsi que les taux de change extrêmes à midi, publiés par la Banque du Canada, pour un dollar US en échange de dollars canadiens.

	Exercices terminés le 31 décembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Haut.....	1,0418	1,0604	1,0778	1,0576	1,0418
Bas	0,9710	0,9449	0,9946	0,9839	0,9710
Moyen	0,9996	0,9891	1,0299	1,0235	1,0022
Fin de la période	0,9949	1,0170	0,9946	1,0303	0,9832

Le 19 décembre 2013, le taux de change de clôture publié par la Banque du Canada était de 1,00 \$ US = 1,0666 \$ CA.

TERMES ET EXPRESSIONS DÉFINIS

Pour une explication de certains termes et abréviations utilisés dans le présent prospectus et de certaines conversions s'y appliquant, il y a lieu de consulter le « Glossaire » qui débute à la page 99 du présent prospectus.

INFORMATION DE SOURCES TIERCES ET DONNÉES SECTORIELLES






Le présent prospectus contient de l'information provenant de sources tierces accessibles au public et des données sectorielles préparées par la direction sur le fondement de sa connaissance du secteur des services publics réglementés dans lequel Fortis exerce ses activités (y compris des estimations et des hypothèses formulées par la direction à l'égard de ce secteur d'activité en fonction de ses connaissances). Les connaissances de la direction à l'égard du secteur des services publics réglementés ont été acquises grâce à l'expérience et à la participation dans ce secteur. La direction estime que ses données sectorielles sont exactes et que ses estimations et ses hypothèses sont raisonnables, mais rien ne garantit l'exactitude ou l'exhaustivité de ces données. Les sources tierces, qui incluent l'Economic and Business Research Centre de la University of Arizona et DBRS indiquent généralement que les renseignements qu'elles contiennent ont été obtenus auprès de sources considérées comme fiables, mais rien ne garantit l'exactitude ou l'exhaustivité de l'information incluse. Même si la direction considère cette information comme fiable, ni Fortis, ni le porteur de débetures vendeur ni les preneurs fermes n'ont vérifié de façon indépendante les données provenant de sources tierces mentionnées dans le présent prospectus ni n'ont analysé ou vérifié les études ou les enquêtes sous-jacentes que ces sources ont citées ou sur lesquelles elles se sont fondées ni n'ont vérifié les hypothèses économiques sous-jacentes qu'ont citées ces sources ou sur lesquelles elles se sont fondées.

SOMMAIRE DU PROSPECTUS

L'information suivante n'est qu'un sommaire et doit être lue dans le contexte des renseignements plus détaillés et des données financières et états financiers qui sont présentés ailleurs dans le présent prospectus et dans les documents qui y sont intégrés par renvoi, et cette information est assujettie à de tels renseignements détaillés. Pour une liste des termes définis utilisés aux présentes, veuillez vous reporter à la rubrique « Glossaire » qui débute à la page 99 du présent prospectus.

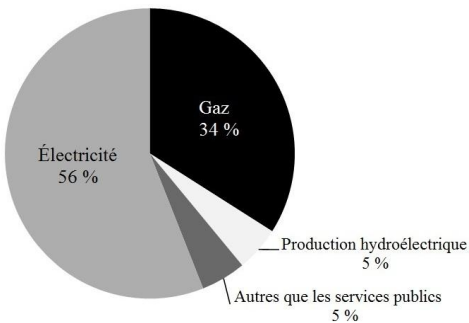
FORTIS

Fortis est la plus importante entreprise de services publics de distribution de gaz et d'électricité appartenant aux épargnants au Canada, ayant un actif total d'environ 17,6 milliards de dollars en date du 30 septembre 2013, et ses produits pour l'exercice 2012 (à l'exclusion de l'acquisition de CH Energy Group en juin 2013) s'établissaient à quelque 3,7 milliards de dollars. La société sert plus de 2 400 000 clients de l'électricité et du gaz de l'électricité et du gaz au Canada, dans l'État de New York et dans les Caraïbes. Ses avoirs réglementés incluent des entreprises de services publics de distribution d'électricité dans cinq provinces canadiennes, dans l'État de New York et dans deux pays des Caraïbes, ainsi que des entreprises de services publics de gaz naturel en Colombie Britannique, au Canada et dans l'État de New York. Voir la rubrique « Fortis ».

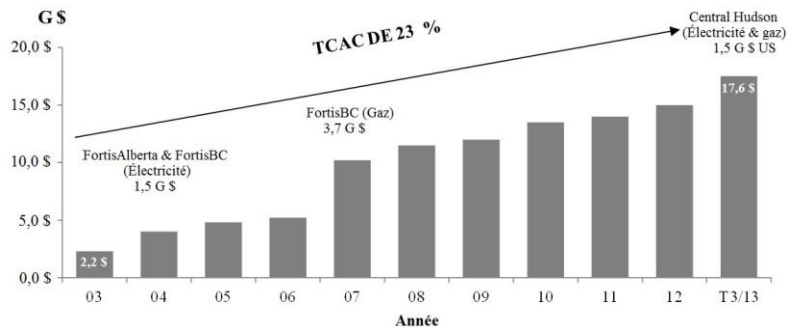
Actifs réglementés du gaz et de l'électricité				Actifs non réglementés
Ouest canadien (61 %)	Est du Canada (12 %)	États-Unis (12 %)	Les Caraïbes (5 %)	Production et secteurs autres que les services publics (10 %)
				
<ul style="list-style-type: none"> • Entreprise de services publics de distribution fournissant de l'électricité dans la partie centrale et sud de l'Alberta • Entreprise de services publics d'électricité intégrée exerçant ses activités dans le centre sud de la Colombie-Britannique • Principales entreprise de services publics de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique dont le territoire de desserte comprend le sud de la région continentale, l'île de Vancouver et la région intérieure de la Colombie-Britannique 	<ul style="list-style-type: none"> • Réseau intégré de production, de transport et de distribution à Terre-Neuve qui sert 87 % de l'ensemble des consommateurs d'électricité de la province • Maritime Electric et Fortis Ontario servent environ 77 000 et 64 000 clients sur l'Île-du-Prince-Édouard et en Ontario, respectivement 	<ul style="list-style-type: none"> • Entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution servant environ 300 000 clients de l'électricité et 76 000 clients du gaz naturel dans l'État de New York 	<ul style="list-style-type: none"> • Caribbean Utilities produit, transporte et distribue de l'électricité sur l'île Grand Caïman • Fortis Turks and Caicos produit, transporte et distribue de l'électricité dans les îles Turques et Caïques 	<ul style="list-style-type: none"> • Actifs de production non réglementés, principalement hydroélectrique, de 103 MW • Installation de production hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW en construction • 23 hôtels dans 8 provinces au Canada et environ 2,7 millions de pieds carrés de bureaux commerciaux et de locaux de vente au détail, principalement dans les provinces de l'Atlantique • Entreprise d'approvisionnement en produits pétroliers servant environ 65 000 clients dans le centre du littoral de l'Atlantique aux États-Unis

En date du 30 septembre 2013, les actifs de services publics réglementés constituaient quelque 90 % de l'actif total de la société, tandis que le reste regroupait les actifs de production non réglementés, les immeubles de bureaux et les commerces de détail, ainsi que les hôtels et les actifs liés à l'entreprise d'approvisionnement en pétrole. Au cours de la dernière décennie, le total de l'actif de Fortis s'est accru à un TCAC de 23 %.

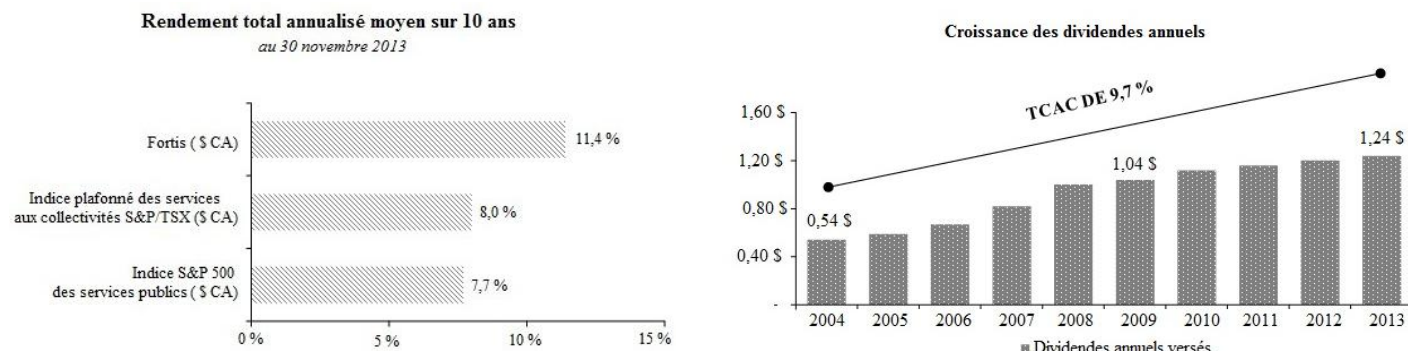
Actifs réglementés 90 %



Croissance du total de l'actif de Fortis

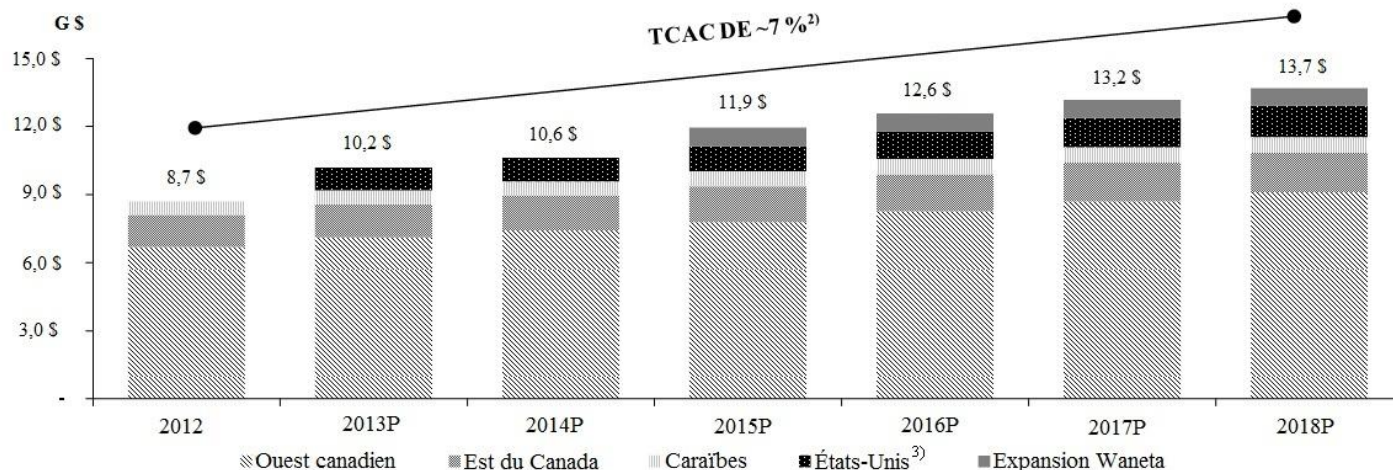


La croissance du bénéfice et des dividendes de Fortis a donné des rendements totaux annualisés pour les actionnaires de 11,4 % sur les 10 dernières années. Sur la même période, Fortis a maintenu une croissance du dividende annuel moyenne de 9,7 %.



Durant la période de six ans allant de 2013 à 2018, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la société, qui est principalement financé au niveau de chaque filiale et qui comprend les dépenses de Central Hudson, de l'Expansion Waneta et de l'agrandissement des installations de GNL de Tilbury, devrait totaliser environ 7,5 milliards de dollars. Comme l'illustre le diagramme ci après, le programme d'investissement devrait favoriser l'accroissement de la base tarifaire de mi-exercice réglementée consolidée de la société, y compris l'investissement supplémentaire dans la base tarifaire par Central Hudson et l'investissement dans la centrale non réglementée Expansion Waneta, à un TCAC combiné d'environ 7 % jusqu'en 2018. L'investissement dans l'infrastructure liée à l'énergie (base tarifaire) aux fins de la prestation aux clients d'un service lié à l'énergie sûr, fiable et efficace sur le plan des coûts devrait constituer le principal moteur de la croissance du bénéfice.

Base tarifaire de mi-exercice et investissement de Waneta¹⁾



1) La base tarifaire inclut la totalité de l'investissement dans le projet de l'Expansion Waneta (participation de 51 %) devant être achevé au printemps 2015 et de Caribbean Utilities (participation d'environ 60 %).
 2) Le TCAC exclut l'ajout d'environ 1 G \$ à la base tarifaire en 2013 liée à l'acquisition de Central Hudson.
 3) Dans l'hypothèse d'un taux de change du \$ CA par rapport au \$ US de 1,03.

L'ACQUISITION

Le 11 décembre 2013, Fortis et certaines filiales de Fortis ont conclu avec UNS Energy la convention d'acquisition, qui prévoit notamment l'acquisition par une filiale en propriété exclusive indirecte de Fortis de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de UNS Energy ainsi que la fusion de la filiale de Fortis faisant l'acquisition par absorption dans UNS Energy. Le prix d'achat global de l'acquisition est d'environ 4,3 milliards de dollars US, ce qui comprend une tranche au comptant d'environ 2,5 milliards de dollars US payables à la clôture et la prise en charge de dettes totalisant environ 1,8 milliard de dollars US. L'acquisition est assujettie à la réception de l'approbation des porteurs d'actions ordinaires de UNS Energy et à l'approbation de certaines autorités réglementaires et gouvernementales, notamment à l'approbation de l'ACC et de la FERC et au respect de certaines conditions de clôture usuelles. On prévoit actuellement que la clôture de l'acquisition aura lieu d'ici la fin de 2014.

UNS Energy, auparavant appelée UniSource Energy Corporation, est une société de portefeuille de services publics établie à Tucson, en Arizona, qui exploite par l'entremise de ses filiales une entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'état de l'Arizona. Les revenus d'exploitation de UNS Energy pour l'exercice 2012 ont totalisé environ 1,5 milliard de dollars US et, au 30 septembre 2013, le total de l'actif de UNS Energy s'établissait à environ 4,3 milliards de dollars US. D'après l'information financière pro forma au 30 septembre 2013, après l'acquisition, le total de l'actif de la société s'accroîtra d'environ 33,5 % et atteindra environ 23,5 milliards de dollars. L'acquisition de UNS Energy devrait ajouter environ 3,0 milliards de dollars US à la base tarifaire consolidée de la société d'ici 2015 et environ 654 000 clients au nombre total de clients de la société. Après l'acquisition, les filiales de services publics réglementés de Fortis serviront plus de 3 000 000 de clients. Voir la rubrique « L'acquisition ».

Aperçu de UNS Energy

UNS Energy compte trois filiales directes et indirectes qui sont des entreprises de services publics réglementés, à savoir TEP, UNS Gas et UNS Electric. L'entreprise de services publics de UNS Energy est intégrée verticalement, et les activités de production, de transport et de distribution sont réglementées soit par l'ACC, soit par la FERC.

TEP est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui constitue la plus grande et la principale filiale d'exploitation de UNS Energy. Elle comptait pour environ 84 % du total de l'actif au 30 septembre 2013 et environ 81 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013. TEP a été constituée dans l'État d'Arizona en 1963 et produit et transporte actuellement de l'électricité et en distribue à environ 412 000 clients de détail dans le sud de l'Arizona. Le territoire de desserte de TEP s'étend sur 1 155 milles carrés (2 991 kilomètres carrés) et comprend une population d'environ 1 000 000 de personnes dans la région métropolitaine du grand Tucson, dans le comté de Pima, ainsi que des parties du comté de Cochise. En outre, TEP vend de l'électricité à d'autres entités dans la partie ouest des États-Unis.

UNS Gas est une société réglementée de distribution de gaz qui sert environ 149 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino et de Navajo, en Arizona, ainsi que dans le comté de Santa Cruz, dans le sud de l'Arizona. Ces comtés, dont la population combinée s'élève à environ 700 000 personnes, couvrent environ 50 % du territoire de l'État de l'Arizona. UNS Gas comptait pour environ 7 % du total de l'actif de UNS Energy au 30 septembre 2013 et environ 8 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013.

UNS Electric est une société réglementée de services publics d'électricité intégrée verticalement qui sert environ 93 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, dans le nord de l'Arizona. La population combinée de ces comtés s'établit à environ 250 000 personnes. UNS Electric comptait pour environ 9 % du total de l'actif de UNS Energy au 30 septembre 2013 et pour environ 11 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013.

L'entreprise non réglementée de UNS Energy, qui représente moins de 1 % du total de l'actif de UNS Energy, comprend l'exploitation de Millennium et de UniSource Energy Development Company. SES, une filiale en propriété exclusive de Millennium, fournit des services de sous-traitance d'électricité et des services de relevé de compteur en Arizona, ainsi que d'autres services à Springerville.

La carte suivante illustre les territoires de desserte et les centrales de UNS Energy et de ses filiales de services publics réglementés. Voir la rubrique « L'entreprise acquise ».

Territoires de desserte des entreprises de services publics de UNS Energy



Territoires de desserte			
	TEP		UNS Gas & Electric
	UNS Gas		UNS Electric
	Centrale		Centrale solaire

POINTS ESSENTIELS DE L'ACQUISITION

L'entreprise qu'exploite UNS Energy est attrayante pour Fortis pour les raisons suivantes :

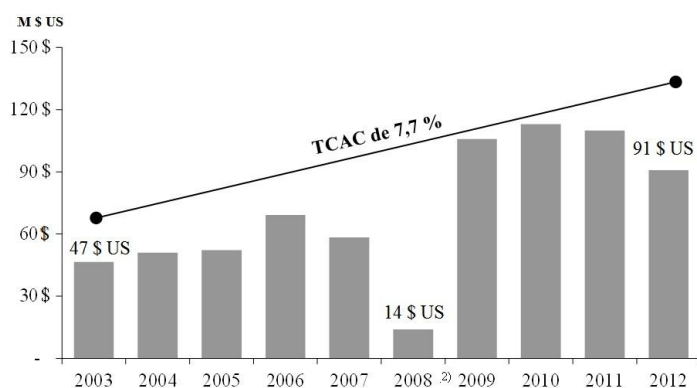
Accroissement du bénéfice par action ordinaire au cours de la première année complète

La direction prévoit que l'acquisition aura un effet d'accroissement sur le bénéfice par action ordinaire au cours de la première année complète suivant sa conclusion, à l'exclusion des frais liés à l'acquisition non récurrents. Voir les rubriques « La convention d'acquisition » et « L'entreprise acquise ».

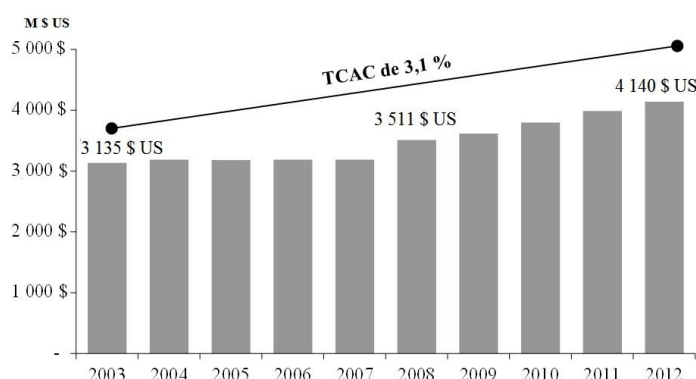
Acquisition d'une entreprise de services publics bien gérée

Au cours de la période de dix ans se terminant en 2012, i) le revenu net de UNS Energy s'est accru à un TCAC de 7,7 %, ii) le total de son actif s'est accru à TCAC de 3,1 % et iii) ses dividendes annuels par action ordinaire sont passés de 0,60 \$ US à 1,72 \$ US. Les principaux facteurs de la croissance du bénéfice comprennent l'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013, qui a principalement trait à l'investissement antérieur dans les infrastructures, ainsi que l'expiration et le rachat des baux visant l'unité 1 de Springerville.

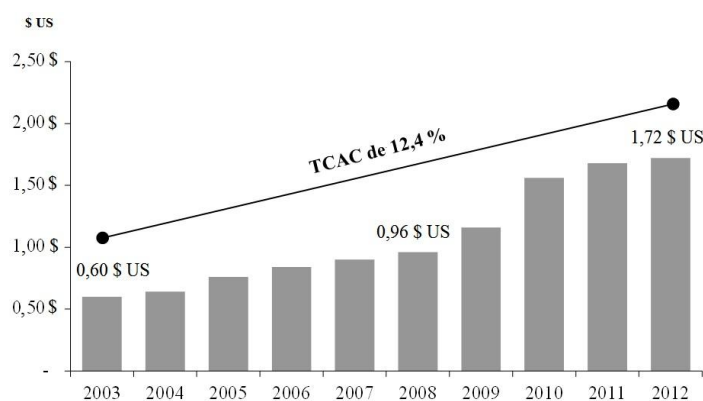
Croissance du revenu net de UNS Energy¹⁾



Croissance du total de l'actif de UNS Energy



Croissance des dividendes de UNS Energy

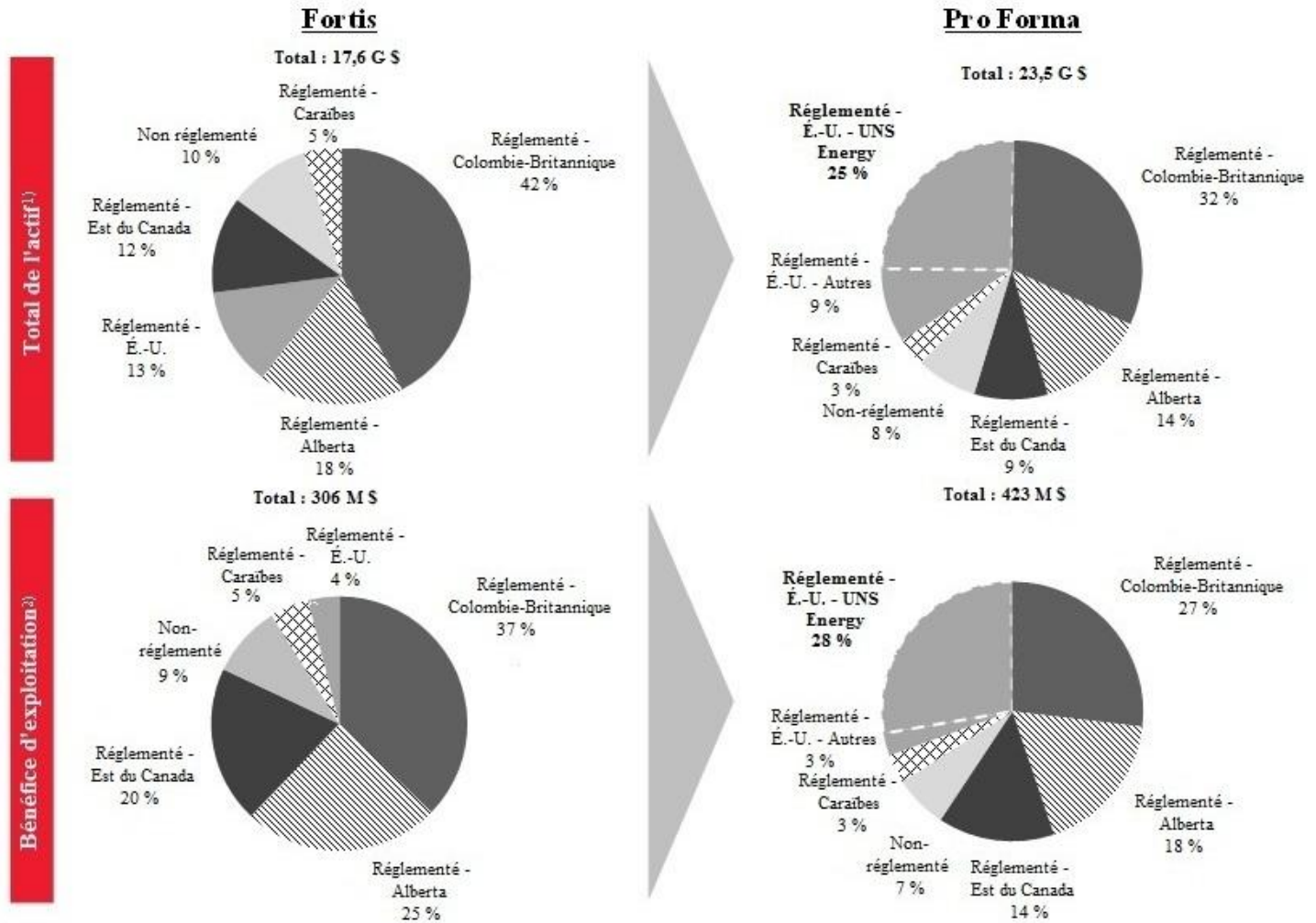


1) Le revenu net exclut l'incidence d'éléments extraordinaires liés à des modifications comptables ainsi que le bénéfice tiré d'activités abandonnées.

2) Le revenu net de UNS Energy pour 2008 a été réduit en raison d'une déduction de revenu de 58 millions de dollars US liée à un trop-perçu au titre des frais de transition à la concurrence, dont l'ACC a ordonné le remboursement aux consommateurs, ainsi qu'en raison d'un accroissement des coûts de combustible et de l'énergie achetée, lesquels frais, avant le 1^{er} janvier 2009, n'étaient pas recouverts auprès des clients au moyen d'un mécanisme de transfert.

Diversification de la base des bénéfiques réglementés

UNS Energy représente pour Fortis une occasion importante de diversifier davantage sa base d'actifs, de bénéfiques et de flux de trésorerie réglementés et de rehausser le profil de risque de Fortis par une diversification de son implantation géographique et une meilleure diversification économique de son portefeuille d'actifs. L'accroissement des actifs, du bénéfice et des flux de trésorerie réglementés de la société et leur diversification accrue est conforme à la stratégie de la société de rechercher des occasions d'acquisitions lucratives, tant aux États-Unis qu'au Canada.



1) Au 30 septembre 2013.

2) Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013. Le bénéfice d'exploitation de Fortis exclut un gain extraordinaire de 22 millions de dollars lié au règlement de questions d'expropriation rattachées au partenariat Exploits River Hydro Partnership.

Cadre de réglementation favorable

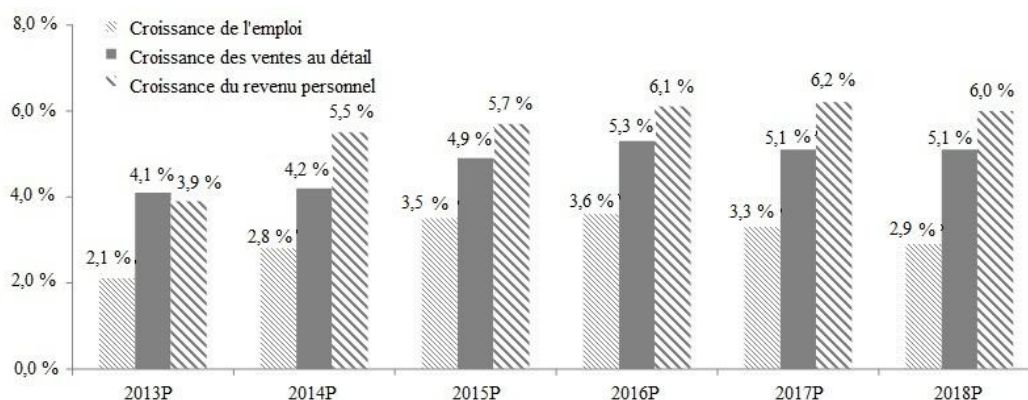
UNS Energy exerce ses activités dans un cadre de réglementation favorable. L'ACC établit les tarifs des services publics réglementés pour la vente au détail d'électricité et de gaz naturel selon le régime du coût du service, et les structures de conception tarifaire visent le transfert des coûts liés au combustible, aux achats d'électricité, à la conformité environnementale, à l'efficacité énergétique et à la production distribuée. DBRS, dans son rapport intitulé *Regulatory Framework for Utilities* daté d'octobre 2013, a récemment attribué la note « Excellent » ou « Très bien » à la plupart des composantes réglementaires de l'ACC. L'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013 autorise un RCP de 10,0 % sur la composante de 43,5 % des capitaux propres représentés par les actions ordinaires.

Paramètres économiques favorables en Arizona

L'Arizona est un état de la région sud-ouest des États-Unis, dont la population s'élève à environ 6,5 millions de personnes, ce qui en fait le 15^e État le plus peuplé des 50 États américains. La fonction publique constitue le plus important employeur dans cet État, et l'extraction du cuivre en est le plus important secteur d'activité. Le cuivre extrait dans l'État de l'Arizona compte pour les deux tiers de la production de cuivre aux États-Unis.

De plus, l'économie de l'Arizona de présenter une solide croissance économique, le taux de croissance de l'emploi s'établissant à 2,0 % au cours de l'année écoulée, soit un taux supérieur au taux national de 1,6 %. Selon l'Economic and Business Research Centre de la University of Arizona, la croissance de l'emploi, des ventes au détail et du revenu personnel devrait atteindre 2,9 %, 5,1 % et 6,0 %, respectivement, d'ici 2018, ce qui devrait soutenir le bénéfice futur des services publics. La croissance de l'emploi en Arizona devrait se maintenir à un taux annuel de 1,8 % au cours des 30 prochaines années et atteindre 4,3 millions d'emplois d'ici 2043.

Prévisions économiques pour l'Arizona¹⁾

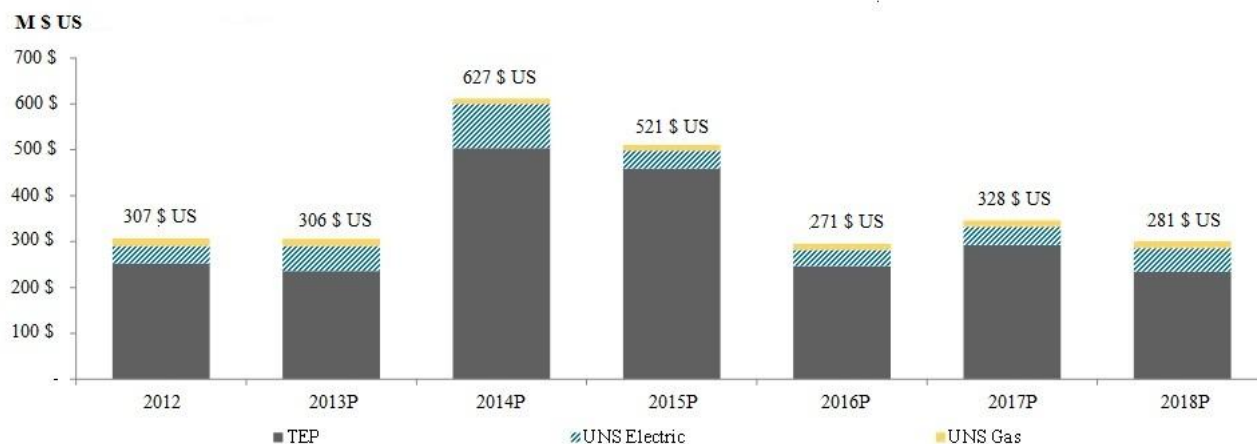


1) Source : University of Arizona Economic and Business Research Centre, octobre 2013.

Croissance de la base tarifaire

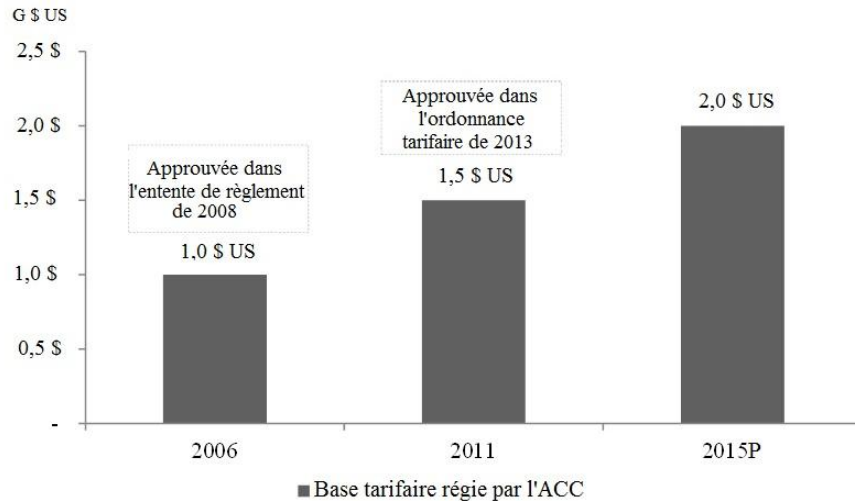
L'investissement continu de UNS Energy dans ses entreprises liées à l'électricité et au gaz aux fins de la prestation d'un service d'énergie sûr, fiable et efficace sur le plan des coûts aux clients devrait se traduire par un taux de croissance attrayant de la base tarifaire. UNS Energy a prévu que l'investissement totalisera environ 2,3 milliards de dollars US au cours de la période allant de 2013 à 2018. La base tarifaire de UNS Energy devrait atteindre 3,0 milliards de dollars US d'ici 2015 et croître à un TCAC d'environ 7 % jusqu'en 2018.

Dépenses en immobilisations totales de 2,3 G \$ pour la période 2013P-2018P



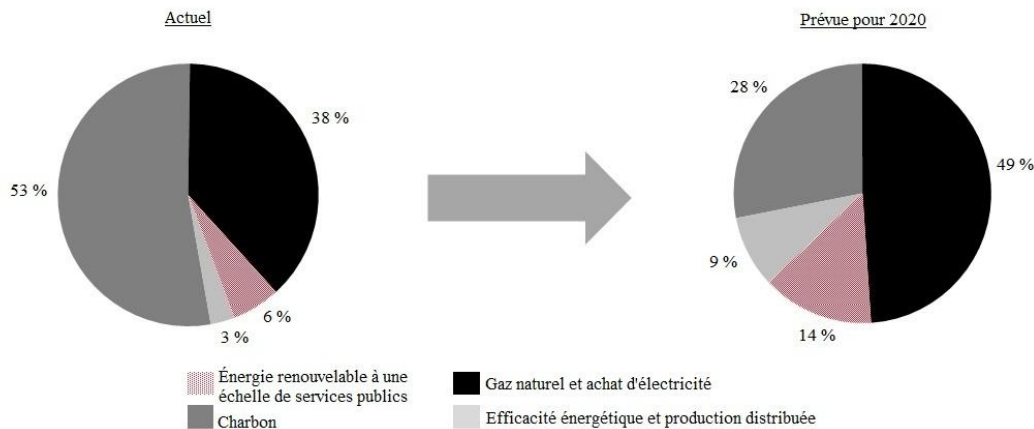
Selon les projections de TEP, sa base tarifaire assujettie à la compétence de l'ACC (soit une base tarifaire approuvée par l'ACC de 1,5 milliard de dollars US pour 2011) atteindra environ 2,0 milliards de dollars US d'ici 2015, ce qui devrait porter la base tarifaire totale de UNS Energy à environ 3,0 milliards de dollars US d'ici 2015.

Base tarifaire régie par l'ACC de 2,0 G \$ US prévue pour TEP d'ici 2015



TEP prévoit également engager des capitaux importants pour diversifier ses actifs de production, notamment par l'achat prévu de l'unité 3 de la centrale de Gila River à cycle combiné alimentée au gaz naturel (d'une capacité de 550 MW) et la mise en place d'une capacité de production d'énergie renouvelable à une échelle adaptée aux services publics. Les investissements dans l'énergie renouvelable diversifieront les ressources de production de TEP et soutiendront TEP sur le plan de l'atténuation des incidences environnementales.

Composition de la capacité de production de TEP



Équipe de direction expérimentée

UNS Energy est une entreprise de services publics bien gérée, dotée d'une équipe de direction expérimentée, qui s'est engagée à fournir aux clients un service d'énergie sûr, fiable et efficace sur le plan des coûts. Au cours des cinq dernières années, les clients de UNS Energy ont connu, en moyenne, environ une panne d'une durée de 1,5 heure par année. La direction a abaissé le ratio d'endettement de UNS Energy de 84 % en 2000 à 62 % au 30 septembre 2013, ce qui a entraîné une amélioration de quatre crans de la notation de crédit de TEP au cours de cette période, pour une note de Baa2 (Moody's). La direction a également démontré une solide expertise en matière de réglementation, puisqu'elle a mené à terme les trois derniers dossiers tarifaires dans un délai moyen d'un an.

FINANCEMENT DE L'ACQUISITION

Facilités de crédit reliées à l'acquisition

Aux fins du financement de l'acquisition, le 11 décembre 2013, Fortis a obtenu une lettre d'engagement de la Banque de Nouvelle-Écosse prévoyant des facilités de crédit à terme non renouvelables d'un montant global de 2,0 milliards de dollars en faveur de Fortis constituées d'une facilité de crédit-relais à court terme au montant de 1,7 milliard de dollars (la « facilité de crédit-relais à court terme »), remboursable intégralement neuf mois après son décaissement, et d'une facilité de crédit-relais à moyen terme au montant de 300 millions de dollars (la « facilité de crédit-relais à moyen terme » et, collectivement avec la facilité de crédit-relais à court terme, les « facilités de crédit reliées à l'acquisition »), remboursable intégralement au deuxième anniversaire de son décaissement. Les facilités de crédit reliées à l'acquisition, ajoutées aux 600 millions de dollars que la société s'est engagée à maintenir aux termes de sa facilité renouvelable pour couvrir un tiers du montant en capital des débentures dans l'éventualité d'un rachat obligatoire (comme il est décrit à la rubrique « Modalités du placement – Débentures – Rachat des débentures »), seraient suffisantes, au besoin, pour financer intégralement la tranche au comptant du prix d'achat de l'acquisition.

Fortis est tenue d'effectuer des remboursements anticipés des facilités de crédit reliées à l'acquisition d'un montant correspondant au produit net au comptant de tout placement d'actions ordinaires ou d'actions privilégiées ou d'obligations ou d'autres titres de créance qu'effectue Fortis. Le produit net tiré de tout placement de titres de participation sera affecté premièrement au remboursement de la facilité de crédit-relais à court terme et deuxièmement au remboursement de la facilité de crédit-relais à moyen terme. Le produit net tiré de tout placement d'obligations ou d'autres titres de créance, y compris le montant global du versement final payable aux termes du présent placement et du placement privé concomitant, sera affecté premièrement au remboursement de la facilité de crédit-relais à moyen terme et deuxièmement au remboursement de la facilité de crédit-relais à court terme. Fortis prévoit que le reste des emprunts aux termes des facilités de crédit reliées à l'acquisition seront réduits ou remboursés sur le produit d'un ou de plusieurs placements d'actions ordinaires, de titres de créance à long terme, d'actions privilégiées de premier rang ou d'actions privilégiées de deuxième rang ou au moyen de montants provenant d'autres financements par titres de créance afin de rétablir la structure du capital consolidé actuel de Fortis après l'acquisition. Voir les rubriques « Emploi du produit » et « Financement de l'acquisition – Facilités de crédit reliées à l'acquisition ».

Au 19 décembre 2013, les facilités de crédit consolidées de la société et de ses filiales s'élevaient à environ 2,7 milliards de dollars (à l'exclusion des facilités de crédit reliées à l'acquisition), dont une tranche de 2,2 milliards de dollars était inutilisée, y compris une tranche inutilisée d'environ de 820 millions de dollars aux termes de la facilité renouvelable engagée de 1 milliard de dollars de la société (la « facilité renouvelable »). Fortis (sur une base consolidée) a l'intention d'affecter le produit net du premier versement dans le cadre du placement et du placement privé concomitant, qui devrait totaliser 563 400 000 \$ dans l'ensemble (dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée) au remboursement des emprunts aux termes de la facilité renouvelable et à d'autres fins générales de l'entreprise, y compris le financement des besoins en capitaux propres des filiales de la société. Fortis (sur une base consolidée) a l'intention d'affecter le produit net du versement final dans le cadre de l'offre et du placement privé concomitant qui devrait totaliser 1 164 600 000 \$ globalement (dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée) au remboursement des emprunts aux termes des facilités de crédit reliées à l'acquisition après la clôture de l'acquisition et à d'autres frais reliés à l'acquisition. Voir la rubrique « Emploi du produit ».

Placement privé concomitant

La société et le porteur de débentures vendeur ont conclu des conventions de souscription datées du 11 décembre 2013 aux termes desquelles les souscripteurs dans le cadre du placement privé achèteront par versements et dans le cadre d'un placement privé, les débentures liées au placement privé à un prix de 1 000 \$ par débenture liée au placement privé, pour un produit brut global revenant au porteur de débentures vendeur de 206 000 000 \$. La clôture du placement privé concomitant devrait avoir lieu à la date de clôture et est assujettie à la clôture concomitante du placement. Chaque souscripteur dans le cadre du placement privé touchera des honoraires d'engagement au comptant correspondant à 20,00 \$ par montant en capital de 1 000 \$ du montant global des débentures liées au placement privé souscrites par ce souscripteur dans le cadre du placement privé, payables à la date de clôture. De plus, Scotia Capitaux, RBC, VMTD et CIBC, les placeurs pour compte dans le cadre du placement privé concomitant, recevront collectivement une rémunération de placement pour compte de 20,00 \$ par montant en capital global de 1 000 \$ de débentures liées au placement privé, payable à la date du versement final, à l'égard des débentures liées au placement privé pour lesquelles le versement final a été payé. Voir la rubrique « Financement de l'acquisition – Placement privé concomitant ».

LE PLACEMENT

Émetteur :	Fortis Inc.
Porteur de débentures vendeur :	FortisUS Holdings Nova Scotia Limited, une filiale en propriété exclusive directe de la société. Voir la rubrique « Modalités du placement – Le porteur de débentures vendeur ».
Placement :	Débentures subordonnées convertibles non garanties à 4,00 % échéant le 9 janvier 2024 représentées par des reçus de versement et pouvant être converties en actions ordinaires au prix de conversion de 30,72 \$ par action ordinaire
Montant :	1 594 000 000 \$ (1 833 100 000 \$ si l'option de surallocation est exercée intégralement) payable par versements
Prix :	1 000 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures, payables par versements de la façon suivante : 333 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures à la clôture du présent placement et 667 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures au plus tard à la date du versement final
Date de clôture :	Vers le 9 janvier 2014 ou à toute autre date dont la société, le porteur de débentures vendeur et les preneurs fermes pourront convenir, mais au plus tard le 20 janvier 2014
Option de surallocation :	Le porteur de débentures vendeur a attribué aux preneurs fermes une option, qui peut être exercée en totalité ou en partie, au seul gré des preneurs fermes et sans obligation, au plus tard le 30 ^e jour qui suit la date de clôture, leur permettant d'acheter des débentures supplémentaires représentées par des reçus de versement correspondant à au plus 15 % du montant en capital global des débentures représentées par des reçus de versement vendues à la date de clôture afin de couvrir les surallocations, s'il en est. Voir la rubrique « Mode de placement ».
Placement privé concomitant :	La société et le porteur de débentures vendeur ont conclu des conventions de souscription datées du 11 décembre 2013 aux termes desquelles les souscripteurs dans le cadre du placement privé achèteront par versements dans le cadre d'un placement privé des débentures liées au placement privé représentées par les reçus de versement à un prix de 1 000 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures liées au placement privé, pour un produit brut global revenant au porteur de débentures vendeur de 206 000 000 \$. La clôture du placement privé concomitant devrait avoir lieu à la date de clôture et est assujettie à la clôture concomitante du placement. Chaque souscripteur dans le cadre du placement privé touchera des honoraires d'engagement au comptant de 20,00 \$ par 1 000 \$ du montant en capital global des débentures liées au placement privé souscrites par ce souscripteur dans le cadre du placement privé payables à la date de clôture. En outre, Scotia Capitaux, RBC, VMTD et CIBC, les placeurs pour compte dans le cadre du placement privé concomitant, toucheront collectivement une rémunération de placement pour compte de 20,00 \$ par montant en capital global de 1 000 \$ de débentures liées au placement privé, payable à la date du versement final, à l'égard des débentures liées au placement privé pour lesquelles le versement final a été payé. Voir la rubrique « Financement de l'acquisition – Placement privé concomitant ».
Emploi du produit :	Le produit net tiré du placement totalisera 1 528 240 000 \$, déduction faite de la rémunération des preneurs fermes et des frais du placement. Si l'option de surallocation est exercée intégralement, le produit net revenant au porteur de débentures vendeur (et à Fortis, sur une base consolidée) totalisera 1 757 776 000 \$.

Le porteur de débentures vendeur a l'intention d'utiliser le produit net du placement et du placement privé concomitant pour effectuer des distributions de 1 528 240 000 \$ (dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée) et de 197 760 000 \$, respectivement, à la société.

Fortis (sur une base consolidée) a l'intention d'utiliser le produit net du premier versement aux termes du placement et le produit net du premier versement aux termes du placement privé concomitant, qui sont censés totaliser 498 922 000 \$ (dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée) et 64 478 000 \$, respectivement aux fins suivantes : i) au remboursement des emprunts contractés aux termes de la facilité renouvelable, ces emprunts ayant été contractés principalement dans le cadre de la construction de l'Expansion Waneta et du financement de certaines filiales de la société; et ii) à d'autres fins générales de l'entreprise, notamment l'octroi d'un financement aux filiales de services publics réglementés de la société pour les dépenses en immobilisations. Fortis (sur une base consolidée) a l'intention d'utiliser le produit net du versement final aux termes du placement et le produit net du versement final aux termes du placement privé concomitant, qui sont censés totaliser 1 031 318 000 \$ (dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée) et 133 282 000 \$, respectivement aux fins suivantes : a) au remboursement des emprunts contractés aux termes des facilités de crédit reliées à l'acquisition après la clôture de l'acquisition; et b) aux autres frais reliés à l'acquisition.

Inscription à la cote et opérations :

La Bourse TSX a approuvé sous condition l'inscription à la cote des reçus de versement (représentant les débentures et les débentures liées au placement privé) et des actions ordinaires qui seront émises lors de la conversion des débentures et des débentures liées au placement privé à la Bourse TSX. L'inscription à la cote est subordonnée à l'obligation, pour Fortis, de remplir toutes les conditions de la Bourse TSX au plus tard le 11 mars 2014. **La société n'a actuellement l'intention d'inscrire les débentures et les débentures liées au placement privé à la cote d'aucune bourse que ce soit, étant donné qu'elle prévoit actuellement que toutes les débentures et les débentures liées au placement privé seront converties en actions ordinaires à la date du versement final.**

Intérêt :

L'intérêt sur les débentures au taux annuel de 4,00 % par montant en capital de 1 000 \$ sera payable trimestriellement, à terme échu, en versements égaux, le premier jour ouvrable de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année jusqu'à la date du versement final, inclusivement. Le premier paiement d'intérêt sera versé le 3 mars 2014 au montant de 5,5890 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures et inclura l'intérêt payable à compter de la date de clôture, inclusivement. Les paiements d'intérêt trimestriels subséquents seront au montant de 10,00 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures. Un paiement d'intérêt final sera effectué à la date du versement final et correspondra à l'intérêt impayé couru à compter de la date du dernier paiement d'intérêt trimestriel jusqu'à la date du versement final, inclusivement. Le jour qui suit la date du versement final, le taux d'intérêt payable sur les débentures sera réduit à un taux annuel de 0 %, et l'intérêt cessera de s'accumuler sur les débentures. En fonction d'un premier versement de 333 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures, le rendement annuel réel jusqu'à la date du versement final s'établit à 12 %, et le rendement annuel réel par la suite est de 0 %.

Si la date du versement final tombe en tout temps avant le premier anniversaire de la date de clôture, les porteurs de débentures qui ont payé le versement final au plus tard à la date du versement final auront le droit de recevoir, le jour ouvrable suivant la date du versement final, en plus du paiement de l'intérêt couru et impayé jusqu'à la date du versement final, inclusivement, le montant compensatoire, soit un montant correspondant à l'intérêt qui se serait accumulé à compter du jour suivant la date du versement final jusqu'au premier anniversaire, inclusivement, de la date de clôture si les

débetures étaient demeurées en circulation et avaient continué à produire de l'intérêt jusqu'à cette date. Aucun montant compensatoire ne sera payable si la date du versement final tombe à compter de la date du premier anniversaire de la date de clôture. Voir la rubrique « Modalités du placement – Débetures ».

Conversion :

Au gré du porteur, pourvu que le paiement du versement final ait été effectué, chaque débeture pourra être convertie en actions ordinaires à la date du versement final ou à tout moment par la suite, mais avant le premier des événements suivants : la date à laquelle la société rachète les débetures ou la date d'échéance. Le prix de conversion sera 30,72 \$ par action ordinaire, soit un taux de conversion de 32,5521 actions ordinaires par montant en capital de 1 000 \$ de débetures, sous réserve d'un rajustement dans certains cas. Aucune fraction d'actions ordinaires ne sera émise au moment de la conversion, et la société réglera plutôt ces fractions d'action au moyen d'un paiement au comptant correspondant au produit de cette participation fractionnaire multiplié par le prix de conversion, pourvu toutefois que la société ne soit pas tenue d'effectuer un paiement supérieure à 10,00 \$. Un porteur de débetures qui n'exerce pas son privilège de conversion afin de convertir ses débetures en actions ordinaires à la date du versement final détiendra une débeture aux termes de laquelle le paiement d'intérêt est de 0 % et qui peut être rachetée par la société en totalité ou en partie durant tout jour de séance après la date du versement final à un prix correspondant au montant en capital majoré de l'intérêt impayé, s'il en est, qui s'est accumulé avant la date du versement final. Voir la rubrique « Modalités du placement – Débetures – Droit de conversion ».

Arrangements de paiement par versements :

Le prix de 1 000 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débetures est payable par versements. Avant le paiement intégral, la propriété véritable des débetures sera représentée par les reçus de versement. Le premier versement de 333 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débetures est payable à la date de clôture. Le versement final de 667 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débetures est payable au plus tard à la date du versement final. L'avis de versement final établira la date du versement final, qui suivra d'au moins 15 jours et d'au plus 90 jours la date de cet avis. L'avis de versement final ne sera donné aux porteurs que lorsque les conditions d'approbation auront été remplies. Voir les rubriques « L'acquisition » et « La convention d'acquisition ».

Chaque débeture représentée par un reçu de versement sera mise en gage en faveur du porteur de débetures vendeur afin de garantir l'obligation du porteur véritable de payer le versement final à l'égard de cette débeture au plus tard à la date du versement final. Après le paiement du versement final, la société croit savoir que chaque porteur véritable de reçus de versement recevra une confirmation du courtier inscrit (qui est un adhérent de CDS) auprès de qui les débetures ont été achetées selon laquelle les débetures ne sont plus mises en gage en faveur du porteur de débetures vendeur. Voir la rubrique « Modalités du placement – Reçus de versement – Système d'inscription en compte ». **Si le porteur d'un reçu de versement ne paie pas le versement final au plus tard à la date du versement final, les débetures représentées par ce reçu de versement pourront, au gré du porteur de débetures vendeur, en conformité avec les lois applicables, être confisquées au bénéfice du le porteur de débetures vendeur en règlement intégral des obligations du porteur, ou encore les débetures concernées pourront être vendues et le porteur demeurera responsable de toute insuffisance du produit de cette vente.** Voir la rubrique « Modalités du placement – Reçus de versement ».

Droits des porteurs de reçus de versement :

Les porteurs de reçus de versement auront le droit, de la façon indiquée dans la convention relative aux reçus de versement décrite aux présentes de recevoir tout l'intérêt couru et d'exercer les droits de propriété rattachés aux débetures représentées par ces reçus de versement à moins qu'ils n'omettent de payer le versement final au plus

tard à la date du versement final. Voir la rubrique « Modalités du placement – Reçus de versement – Droits et privilèges ».

Rachat :

La société ne pourra racheter les débetures, sauf qu'elle les rachètera à un prix correspondant à leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé après le premier des événements suivants : i) une notification aux porteurs selon laquelle les conditions d'approbation ne seront pas respectées; ii) la résiliation de la convention d'acquisition; et iii) le 2 juillet 2015 si l'avis de versement final n'a pas été donné au plus tard le 30 juin 2015. Lors de ce rachat, la société versera le produit du rachat au dépositaire pour le compte des porteurs. Le dépositaire paiera le montant suivant pour chaque montant en capital de 1 000 \$ des débetures : i) 333 \$ majoré de l'intérêt couru et impayé au porteur du reçu de versement; et (ii) 667 \$ au porteur de débetures vendeur pour le porteur de reçus de versement en règlement du versement final. Jusqu'à ce que les débetures aient été rachetées conformément aux modalités précitées ou jusqu'à ce que la date du versement final soit survenue, Fortis s'est engagée, aux termes de la convention relative aux reçus de versement, à ce que la société maintienne en tout temps la disponibilité aux termes de la facilité renouvelable d'un montant d'au moins 600 000 000 \$ pour couvrir le tiers du montant en capital des débetures dans l'éventualité d'un rachat obligatoire. Après la date du versement final, la société pourra racheter toute débenture non convertie en actions ordinaires à un prix correspondant à son montant en capital majoré de l'intérêt impayé, s'il en est, qui s'est accumulé avant la date du versement final. Voir la rubrique « Modalités du placement – Débetures – Rachat ».

Date d'échéance :

9 janvier 2024

Paiement à l'échéance :

À la date d'échéance, la société remboursera au comptant le montant en capital des débetures non converties et demeurant en circulation. La société pourra, à son gré et sans préavis, respecter l'obligation de payer le montant en capital de ces débetures à l'échéance en remettant le nombre d'actions ordinaires librement négociables correspondant au quotient du montant en capital des débetures divisé par 95 % du cours du marché. Voir la rubrique « Modalités du placement – Débetures – Paiement à l'échéance ».

Subordination :

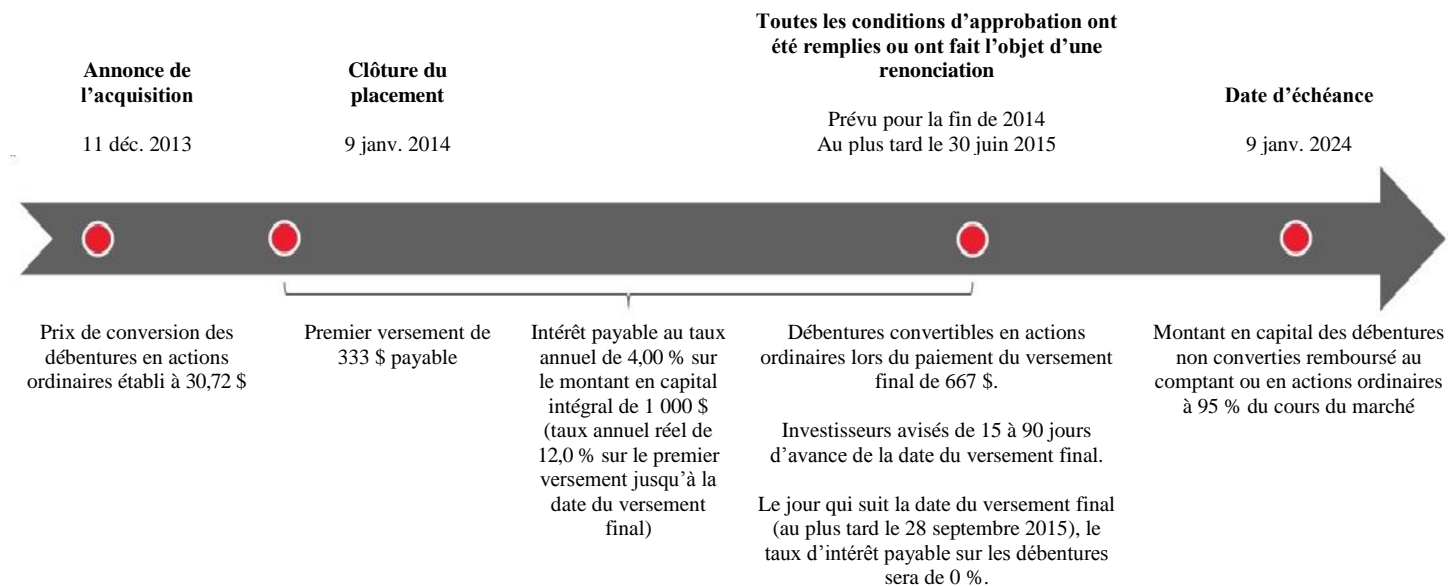
Les débetures constitueront des obligations directes non garanties de Fortis. Le paiement du capital, de l'intérêt et du montant compensatoire, le cas échéant, relatifs à chaque débenture, ainsi que des autres montants dus à leur égard sera i) subordonné quant au droit de paiement à toutes les dettes de premier rang (au sens donné sous la rubrique « Modalités du placement – Débetures – Subordination ») actuelles et futures de Fortis et ii) se classeront à égalité avec chaque autre débenture de la même série, y compris les débetures liées au placement privé (sans égard à leur date réelle ou aux modalités de leur émission) et, sous réserve d'exceptions de rang prioritaire prévues par la loi, avec toutes les autres dettes subordonnées et non garanties actuelles et futures de Fortis. L'acte de fiducie conformément auquel les débetures et les débetures et les débetures liées au placement privé liées au placement privé seront émises ne limite la capacité de la société de contracter des dettes additionnelles, y compris une dette se classant avant les débetures, ni d'hypothéquer, de mettre en gage ou de grever autrement ses propriétés ou de consentir une sûreté s'y rapportant en garantie d'une dette. Voir la rubrique « Modalités du placement – Débetures – Subordination ».

Facteurs de risque :

Un placement dans les débetures représentées par les reçus de versement et les actions ordinaires qui seront émises lors de la conversion des débetures comporte certains risques dont les épargnants éventuels devraient soigneusement tenir compte, y compris les risques concernant l'acquisition, les reçus de versement, les débetures, les actions ordinaires ainsi que les activités et l'exploitation de la société et de UNS Energy après l'acquisition. Voir la rubrique « Facteurs de risque ».

SOMMAIRE DES DATES IMPORTANTES

L'échéancier présenté ci après indique les dates importantes à l'égard du placement et de l'acquisition. Il n'est fourni qu'à titre indicatif et peut changer.

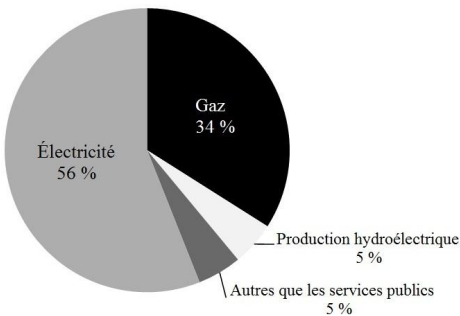


FORTIS

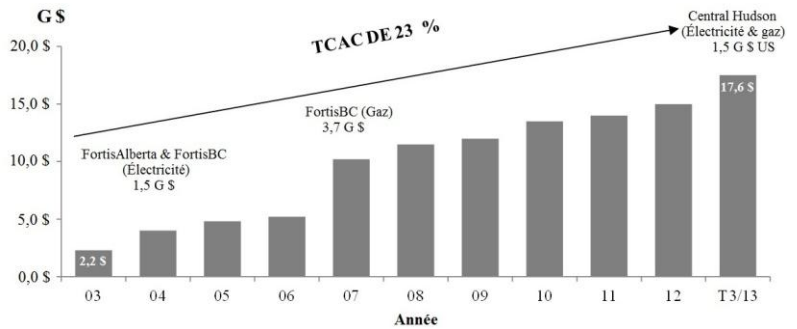
Fortis a été constituée sous la dénomination 81800 Canada Ltd. en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* le 28 juin 1977. La société a été prorogée en vertu de la loi intitulée *Corporations Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) le 28 août 1987, et le 13 octobre 1987, elle a modifié ses statuts afin de changer sa dénomination pour « Fortis Inc. ». Le siège social et établissement principal de la société est situé à l'adresse suivante : The Fortis Building, 139 Water Street, bureau 1201, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1B 3T2.

Fortis est la plus importante entreprise de services publics de distribution de gaz et d'électricité appartenant aux épargnants au Canada, ayant un actif total d'environ 17,6 milliards de dollars en date du 30 septembre 2013, et ses produits pour l'exercice 2012 (à l'exclusion de l'acquisition de CH Energy Group en juin 2013) s'établissaient à quelque 3,7 milliards de dollars. La société sert plus de 2 400 000 clients au Canada, dans l'État de New York et dans les Caraïbes. Ses avoirs réglementés incluent des entreprises de services publics de distribution d'électricité dans cinq provinces canadiennes, dans l'État de New York et dans deux pays des Caraïbes, ainsi que des entreprises de services publics de gaz naturel en Colombie-Britannique, au Canada et dans l'État de New York. En date du 30 septembre 2013, les actifs de services publics réglementés constituaient quelque 90 % de l'actif total de la société, tandis que le reste regroupait les actifs de production non réglementés, les immeubles de bureaux et les commerces de détail, ainsi que les hôtels et les actifs liés à l'entreprise d'approvisionnement en pétrole. Au cours de la dernière décennie, le total de l'actif de Fortis s'est accru à un TCAC de 23 %.

Actifs réglementés 90 %



Croissance du total de l'actif de Fortis



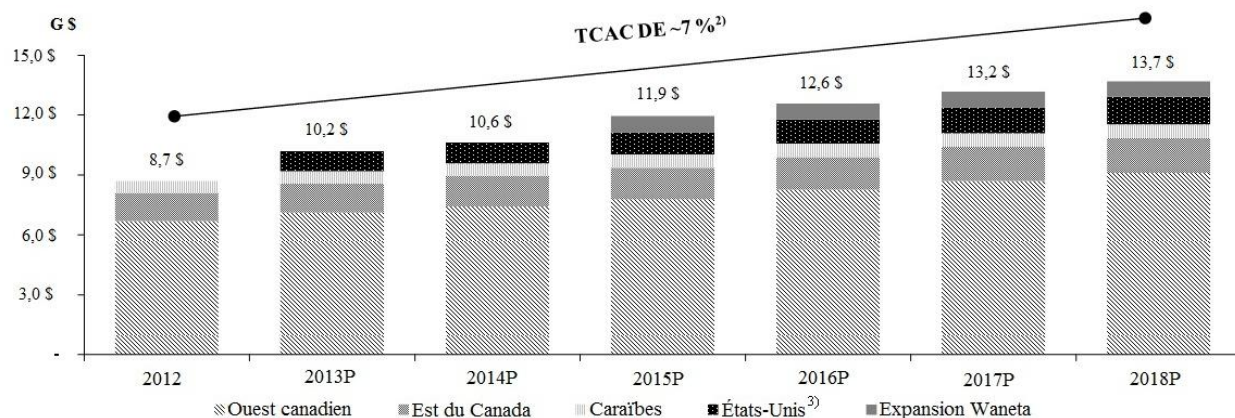
Fortis est le propriétaire direct de toutes les actions ordinaires de FortisBC Holdings, une société qui, par l'entremise de ses filiales, est le principal distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique. Fortis est le propriétaire indirect de toutes les actions ordinaires de FortisAlberta, une société réglementée de services publics d'électricité qui distribue l'électricité produite par d'autres intervenants du marché dans une grande partie du sud et du centre de l'Alberta; FortisBC, une entreprise réglementée de services publics d'électricité qui produit, transporte et distribue de l'électricité dans le centre-sud de la Colombie-Britannique; Central Hudson, une entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution servant des clients de l'électricité et du gaz naturel dans huit comtés de la partie centrale de la vallée du milieu de l'Hudson, dans l'État de New York, et Maritime Electric, le principal distributeur d'électricité sur l'Île-du-Prince-Édouard. Fortis détient aussi toutes les actions ordinaires de Newfoundland Power, le principal distributeur d'électricité à Terre-Neuve. De même, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive, FortisOntario et de ses filiales, CENI, Cornwall Electric et Algoma Power, Fortis fournit des services intégrés d'entreprise de services publics d'électricité surtout à Fort Erie, à Cornwall, à Gananoque et à Port Colborne, en Ontario, et distribue de l'électricité à des clients dans le district d'Algoma, dans le nord de l'Ontario.

Les actifs des services publics d'électricité réglementés de la société aux Caraïbes sont constitués de sa propriété, par l'entremise de filiales en propriété exclusive, d'une participation approximative de 60 % dans Caribbean Utilities, l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïman. Par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive, Fortis est aussi propriétaire de Fortis Turks and Caicos, qui est le principal distributeur d'électricité dans les îles Turques et Caïques.

Les activités non réglementées de production d'électricité de la société sont constituées de la participation de celle-ci de 100 % dans BECOL, dans FortisOntario et dans FortisUS Energy et des actifs de production non réglementés appartenant directement ou indirectement à FortisBC et à Fortis grâce à sa participation de 51 % lui conférant le contrôle dans le partenariat Waneta. Fortis Generation East LLP, société de personnes à responsabilité limitée que Fortis détient directement, est propriétaire de six petites centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 8 MW dans l'est de l'Ontario.

Durant la période de six ans allant de 2013 à 2018, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la société, qui est principalement financé au niveau de chaque filiale et qui comprend les dépenses de Central Hudson, de l'Expansion Waneta et de l'agrandissement des installations de GNL de Tilbury, devrait atteindre environ 7,5 milliards de dollars. Le programme d'investissement devrait favoriser l'accroissement de la base tarifaire de mi-exercice réglementée consolidée de la société, y compris l'investissement supplémentaire dans la base tarifaire par Central Hudson et l'investissement dans la centrale non réglementée Expansion Waneta, à un TCAC combiné d'environ 7,0 % jusqu'en 2018. L'investissement dans l'infrastructure liée à l'énergie (base tarifaire) aux fins de la prestation d'un service d'énergie sûr, fiable et efficace sur le plan des coûts aux clients devrait constituer le principal moteur de la croissance du bénéfice.

Base tarifaire de mi-exercice et investissement de Waneta¹⁾



- 1) La base tarifaire inclut la totalité de l'investissement dans le projet de l'Expansion Waneta (participation de 51 %) devant être achevé au printemps 2015 et de Caribbean Utilities (participation de 60 %).
- 2) Le TCAC exclut l'ajout d'environ 1 G \$ à la base tarifaire en 2013 liée à l'acquisition de Central Hudson.
- 3) Dans l'hypothèse d'un taux de change du \$ CA par rapport au \$ US de 1,03.

Les activités dans les secteurs autres que les services publics sont exercées par l'entremise de Fortis Properties et de CH Energy Group. Par l'entremise de Fortis Properties, la société est propriétaire de 23 hôtels dans huit provinces canadiennes, ainsi que d'immeubles de bureaux et de commerces de détail représentant une superficie d'environ 2,7 millions de pieds carrés, surtout dans le Canada atlantique. Les activités non réglementées de CH Energy sont principalement constituées de Griffith Energy Services, une entreprise qui fournit principalement des produits du pétrole et des services connexes à environ 65 000 clients des états du centre du littoral de l'Atlantique aux États-Unis.

Services publics réglementés de gaz au Canada

Sociétés FortisBC Energy

L'entreprise de distribution de gaz naturel de FortisBC Holdings est l'une des plus importantes au Canada. Comptant quelque 947 000 clients en date du 30 septembre 2013, les filiales de FortisBC Holdings fournissent des services à plus de 96 % des utilisateurs du gaz en Colombie-Britannique. FEI est la plus importante de ces filiales, servant environ 842 000 clients en date du 30 septembre 2013. FEI a un territoire de desserte qui englobe la région métropolitaine de Vancouver, la vallée du Fraser et les régions de Thompson, de l'Okanagan, de Kootenay et du centre nord intérieur de la Colombie-Britannique. FEVI est propriétaire et exploitante du pipeline de transport de gaz naturel reliant la région métropolitaine de Vancouver à l'île de Vancouver, par le détroit de Georgia, et du réseau de distribution sur l'île de Vancouver, ainsi que le long de la Sunshine Coast de la Colombie-Britannique, servant quelque 102 000 clients en date du 30 septembre 2013. En plus d'offrir des services de transport et de distribution aux clients, FEI et FEVI obtiennent des approvisionnements en gaz naturel pour le compte de la plupart des clients résidentiels et commerciaux. Les approvisionnements en gaz proviennent surtout du nord-est de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. FEWI est propriétaire et exploitante du réseau de distribution de gaz naturel de la municipalité de villégiature de Whistler, en Colombie-Britannique, offrant le service à quelque 3 000 clients résidentiels et commerciaux en date du 30 septembre 2013. Collectivement, FEI, FEVI et FEWI sont propriétaires et exploitantes de pipelines de distribution et de transport de gaz sur environ 47 000 kilomètres et ont répondu à une demande quotidienne de pointe de 1 336 TJ en 2012.

Services publics réglementés du gaz et de l'électricité aux États-Unis

Central Hudson

Central Hudson, la principale entreprise de CH Energy Group, est une entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution servant quelque 300 000 clients de l'électricité et 76 000 clients du gaz naturel dans huit comtés de la partie centrale de la vallée du milieu de l'Hudson dans l'État de New York au 30 septembre 2013. Les actifs liés à l'électricité de Central Hudson représentaient environ 78 % de ses actifs totaux au 30 septembre 2013 et comprennent des lignes de distribution sur environ 14 000 kilomètres et des lignes de transport sur environ 1 000 kilomètres. L'entreprise d'électricité a répondu à une demande de pointe de 1 168 MW en 2012. Les actifs de gaz naturel de Central Hudson qui représentaient la tranche restante de 22 % de ses actifs totaux incluent des gazoducs de distribution sur quelque 1 900 kilomètres et des gazoducs de transport sur plus de 264 kilomètres. L'entreprise de gaz a répondu à une demande de pointe quotidienne de 115 TJ en 2012. Central Hudson est assujettie à la réglementation de la Public Service Commission de l'État de New York aux termes d'un modèle axé sur le coût du service classique.

Central Hudson est principalement tributaire des achats d'électricité par des fournisseurs indépendants et les marchés régis par le New York Independent System Operator pour l'énergie et la capacité afin de répondre à la demande des clients de ses services complets d'électricité. Elle produit en outre une petite partie de l'électricité dont elle a besoin. Central Hudson achète le gaz dont elle a besoin à différents points de réception sur des pipelines auprès d'un certain nombre de fournisseurs avec qui elle conclut des contrats de capacité de transport ferme.

Services publics réglementés d'électricité au Canada

FortisAlberta

FortisAlberta distribuait de l'électricité à environ 514 000 clients en Alberta en date du 30 septembre 2013, grâce à des lignes de distribution sur quelque 116 000 kilomètres dont elle est propriétaire et/ou exploitante, et elle a répondu à une demande de pointe de 2 652 MW en 2012. FortisAlberta a pour activités la propriété et l'exploitation d'installations réglementées de distribution d'électricité qui distribuent l'électricité produite par d'autres intervenants du marché, depuis des sous-stations de transport à haute tension jusqu'aux clients utilisateurs finals dans le centre et le sud de l'Alberta. FortisAlberta n'exerce pas d'activités de production, de transport ou de vente directe d'électricité.

FortisBC

FortisBC est une entreprise de services publics d'électricité intégrés et réglementée qui possède un réseau de biens de production, de transport et de distribution situé dans le sud intérieur de la Colombie-Britannique. FortisBC sert une combinaison diversifiée d'environ 163 000 clients en date du 30 septembre 2013, les clients résidentiels représentant le plus important segment de clients, et elle a répondu à une demande de pointe de 737 MW en 2012. FortisBC est propriétaire de quatre centrales hydroélectriques réglementées d'une capacité totale de 223 MW qui fournissent environ 45 % de l'énergie de FortisBC et 30 % de ses besoins de capacité de pointe. Le reste de l'approvisionnement en électricité de FortisBC est obtenu au moyen de contrats d'achat d'électricité à long terme et d'achats sur le marché à court terme. L'entreprise de FortisBC inclut également des services non réglementés reliés à l'exploitation, à l'entretien et à la gestion de la centrale de production hydroélectrique Waneta de 493 MW appartenant à Teck Metals Ltd. et à BC Hydro, de la centrale hydroélectrique Brilliant de 149 MW, de l'agrandissement de la centrale hydroélectrique Brilliant de 120 MW et de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW appartenant chacune à CPC/CBT.

Newfoundland Power

Newfoundland Power est une entreprise réglementée de services publics d'électricité qui exploite un réseau intégré de production, de transport et de distribution dans la partie insulaire de la province de Terre-Neuve-et-Labrador. Newfoundland Power servait environ 254 000 clients en date du 30 septembre 2013, soit quelque 87 % des clients de l'électricité dans la province, et a répondu à une demande de pointe de 1 241 MW en 2012. À peu près 93 % de l'électricité que Newfoundland Power vend à ses clients proviennent de Newfoundland and Labrador Hydro Corporation (« Newfoundland Hydro »). À l'heure actuelle, Newfoundland Power exploite 29 petites centrales qui produisent environ 7 % de l'électricité qu'elle vend. Les centrales hydroélectriques de Newfoundland Power ont une capacité totale de 97 MW. Les centrales au diesel et les turbines à gaz ont une capacité totale d'environ 7 MW et 37 MW, respectivement.

Maritime Electric

Maritime Electric est une entreprise réglementée de services publics d'électricité qui exploite un réseau intégré de production, de transport et de distribution sur l'Île-du-Prince-Édouard. Maritime Electric approvisionne environ 77 000 clients en date du 30 septembre 2013, soit 90 % des clients de l'électricité sur l'île, et a répondu à une demande de pointe de 230 MW en 2012. Maritime Electric achète la plus grande partie de l'énergie qu'elle distribue à ses clients à Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick grâce à divers contrats d'achat d'énergie, et a des installations de production sur l'île d'une capacité totale de 150 MW.

FortisOntario

L'exploitation de distribution réglementée de FortisOntario sert environ 64 000 clients à Fort Erie, à Cornwall, à Gananoque, à Port Colborne et dans le district d'Algoma en Ontario en date du 30 septembre 2013, et a répondu à une demande de pointe combinée de 253 MW en 2012. L'exploitation de FortisOntario comprend CENI, Cornwall Electric et Algoma Power. Par l'entremise de CENI, FortisOntario est propriétaire d'installations de transport internationales à Fort Erie et est propriétaire d'une participation de 10 % dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings et Grimsby Power Inc., trois sociétés régionales de distribution d'électricité servant ensemble quelque 38 000 clients en date du 30 septembre 2013.

Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes

Caribbean Utilities

Fortis détenait une participation majoritaire approximative indirecte de 60 % dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities a le droit exclusif de distribuer et de transporter l'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïman, conformément à une licence de 20 ans conclue le 3 avril 2008. Caribbean Utilities a aussi conclu une licence non exclusive de production d'électricité sur 21,5 ans avec le gouvernement des îles Caïman le 3 avril 2008. Caribbean Utilities sert environ 27 000 clients en date du 30 septembre 2013, avait une puissance génératrice installée alimentée au diesel de quelque 151 MW et a répondu à une demande de pointe de 96 MW en 2012. Les actions ordinaires de catégorie A de Caribbean Utilities sont inscrites à la cote de la Bourse TSX sous le symbole CUP.U.

Fortis Turks and Caicos

Les deux entreprises de services publics de Fortis Turks and Caicos sont des entreprises intégrées de services publics d'électricité qui servent globalement environ 12 000 clients, soit 98 % des consommateurs d'électricité des îles Turques et Caïques au 30 septembre 2013. Ces entreprises de services publics ont répondu à une demande de pointe combinée de quelque 35 MW en 2012. Fortis Turks and Caicos est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 600 kilomètres. Fortis Turks and Caicos est le principal distributeur d'électricité des îles Turques et Caïques, conformément à des permis d'une durée de 50 ans qui expirent en 2036 et en 2037.

Biens expropriés – Belize Electricity

Jusqu'au 20 juin 2011, Fortis détenait une participation majoritaire indirecte approximative de 70 % dans Belize Electricity, le principal distributeur réglementé d'électricité au Belize, en Amérique centrale. Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté des dispositions législatives menant à l'expropriation de l'investissement de la société dans Belize Electricity. Du fait qu'elle ne contrôlait plus les activités de l'entreprise de services publics, la société a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de consolidation, en date du 20 juin 2011, et a classé la valeur comptable de son investissement antérieur dans Belize Electricity dans les autres actifs à long terme dans le bilan consolidé. En date du 30 septembre 2013, cet autre actif à long terme, y compris les effets du change, s'élevait à 105 millions de dollars.

En octobre 2011, Fortis a intenté une action auprès de la cour suprême du Belize pour contester la légalité de l'expropriation de son investissement dans Belize Electricity et les poursuites judiciaires à cet égard se poursuivent. Fortis a commandé une évaluation indépendante de son investissement exproprié dans Belize Electricity et a soumis sa demande de dédommagement au gouvernement du Belize en novembre 2011. De son côté, le gouvernement du Belize a commandé une évaluation de Belize Electricity et a communiqué les résultats de cette évaluation dans sa réponse à la demande de dédommagement de la société. La juste valeur de Belize Electricity établie selon l'évaluation du gouvernement du Belize est bien inférieure à la juste valeur établie selon l'évaluation de la société et à la valeur comptable de Belize Electricity.

En juillet 2012, la Cour suprême du Belize a rejeté l'action que la société avait intentée en octobre 2011. Également, en juillet 2012, Fortis a interjeté appel du jugement rendu en première instance auprès de la Cour d'appel du Belize. L'appel a été entendu

en octobre 2012, et une décision est attendue. Une décision de la Cour d'appel du Belize peut être portée en appel à la Cour de justice des Caraïbes, le plus haut tribunal d'appel pour des affaires judiciaires au Belize. Rien ne garantit qu'un règlement interviendra avec le gouvernement du Belize ni qu'un appel sera couronné de succès. Fortis croit que son recours devant les cours du Belize est solide et appuie l'inconstitutionnalité de l'expropriation. Il existe toutefois une possibilité raisonnable que l'issue du litige soit défavorable à la société et que le montant de l'indemnisation par ailleurs versée à Fortis selon les lois régissant l'expropriation de Belize Electricity soit inférieur à la valeur comptable de l'investissement exproprié de la société dans Belize Electricity.

Activités non réglementées – Production de Fortis

Belize

Les activités de production non réglementées au Belize sont exécutées par l'entremise de BECOL aux termes d'une convention de franchise avec le gouvernement du Belize. BECOL est propriétaire et exploitante de la centrale hydroélectrique Mollejon de 25 MW, de la centrale hydroélectrique Chalillo de 7 MW et de la centrale hydroélectrique Vaca de 19 MW. Toutes ces installations sont situées sur la rivière Macal au Belize. Ces centrales hydroélectriques donnent une production annuelle moyenne d'énergie d'environ 240 GWh. BECOL vend toute sa production à Belize Electricity aux termes de conventions d'achat d'électricité d'une durée de 50 ans qui expirent en 2055 et en 2060. En octobre 2011, le gouvernement du Belize aurait modifié la constitution du Belize afin de rendre obligatoire la participation majoritaire du gouvernement dans trois fournisseurs de services publics, y compris Belize Electricity, mais à l'exclusion de BECOL. Toutefois, rien ne garantit que les intentions du gouvernement du Belize ne changeront pas. Le gouvernement du Belize a également indiqué qu'il n'avait pas l'intention d'exproprier BECOL. Fortis continue de contrôler Belize Electricity et d'en consolider les états financiers.

Ontario

Les activités de production non réglementées de FortisOntario incluent l'exploitation d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall. Toute la production d'énergie thermique de cette centrale est vendue à des tiers externes, tandis que toute la production d'électricité est vendue à Cornwall Electric. Fortis Generation East Partnership est propriétaire et exploitante de six petites centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 8 MW dans l'est de l'Ontario. L'électricité produite par ces installations est vendue à l'Office de l'électricité de l'Ontario, grâce à l'initiative visant les contrats d'hydroélectricité, aux termes de contrats à prix fixe.

Colombie-Britannique

L'activité de production non réglementée en Colombie-Britannique, qui se déroule par l'entremise de FortisBC, inclut la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW, près de Lillooet. Cette centrale vend toute sa production à BC Hydro aux termes d'une convention d'achat d'électricité qui expire au quatrième trimestre de 2013. Par conséquent, FortisBC est exposée au risque de ne pas être en mesure de vendre l'électricité provenant de ces installations au-delà de 2013 selon des modalités similaires.

En octobre 2010, la société a établi le partenariat Waneta avec CPC/CBT et a conclu les ententes définitives pour la construction de l'Expansion Waneta de 335 MW à un coût estimatif d'environ 900 millions de dollars. L'installation est située à côté du barrage et de la centrale Waneta sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique. CPC/CBT sont chacune des entités appartenant en propriété exclusive au gouvernement de la Colombie-Britannique. Fortis a une participation majoritaire de 51 % dans le partenariat Waneta et, par l'intermédiaire de FortisBC, s'occupera de l'exploitation et de l'entretien de l'Expansion de Waneta lorsque celle-ci démarrera ses activités, soit au printemps 2015. Le Groupe SNC-Lavalin Inc. a obtenu un contrat au montant approximatif de 590 millions de dollars pour la conception et la construction de l'Expansion Waneta. Les travaux de construction ont commencé en novembre 2010 et des dépenses en immobilisations d'à peu près 534 millions de dollars avaient engagées dans le cadre de ce projet d'immobilisations jusqu'au 30 septembre 2013. Les principales activités de construction qui se sont déroulées depuis le début de 2013 comprennent les travaux de génie civil pour la centrale et l'ouvrage de prise d'eau, l'installation des composantes des turbines, l'installation des services complémentaires de mécanique et d'électricité de la centrale et, plus particulièrement, l'encapsulation de la volute de turbine dans le béton. L'Expansion Waneta sera incluse dans la convention de la centrale Canal (tel qu'il est décrit dans la notice annuelle de la société) et sera admissible aux droits énergétiques fixes et aux droits de capacité selon le débit d'eau moyen à long terme, ce qui réduira beaucoup le risque hydrologique associé au projet. La production d'environ 630 GWh d'énergie, de même que la capacité connexe requise pour sa livraison, provenant de l'Expansion Waneta sera vendue à BC Hydro dans le cadre d'un accord d'achat d'énergie à long terme signé. On s'attend à ce que l'excédent de capacité, à hauteur de 234 MW en fonction d'une moyenne annuelle, soit vendu à FortisBC aux termes d'une entente d'achat de capacité à long terme. En novembre 2011, FortisBC a signé l'entente sur l'achat de la capacité de l'Expansion Waneta et l'a déposée auprès de la BCUC. La BCUC avait initialement accepté le dépôt du modèle de l'entente en septembre 2010. En mai 2012, la BCUC a décidé que l'entente

signée était dans l'intérêt public et qu'aucune audience n'était requise. L'entente a été acceptée pour dépôt à titre de contrat d'approvisionnement en énergie, et FortisBC a reçu pour directive de la BCUC d'élaborer une proposition de nivellement des tarifs. Un mécanisme de nivellement des tarifs a été inclus dans la demande liée aux besoins de revenus fondée sur la TAR de FortisBC pour la période allant de 2014 à 2018, qui a été déposée le 5 juillet 2013 et mise à jour le 18 octobre 2013 et qui fait actuellement l'objet d'un examen par la BCUC.

Nord de l'État de New York

Les actifs de production non réglementés dans le nord de l'État de New York sont détenus en propriété et exploités par FortisUS Energy et incluent quatre centrales hydroélectriques d'une puissance génératrice combinée d'environ 23 MW exploitée aux termes de licences concédées par la FERC des États-Unis. Les quatre centrales vendent de l'énergie aux taux du marché aux termes de contrats d'achat avec Niagara Mohawk Power Corporation.

Activités non réglementées – Secteurs autres que les services publics

Par l'intermédiaire de Fortis Properties, la société est propriétaire et exploitante de 23 hôtels, qui représentent collectivement plus de 4 400 chambres, dans huit provinces canadiennes, ainsi que propriétaire d'immeubles de bureaux et de commerces de détail couvrant une superficie de quelque 2,7 millions de pieds carrés, surtout dans le Canada atlantique. Les activités non réglementées de CH Energy Group comprennent principalement Griffith Energy Services, qui fournit surtout des produits pétroliers et des services connexes à environ 65 000 clients dans la région du centre du littoral de l'Atlantique des États-Unis.

DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS

Conclusion de l'acquisition de CH Energy Group

Le 20 février 2012, Fortis a conclu une convention visant l'acquisition de la totalité des actions ordinaires de CH Energy Group au prix de 65,00 \$ US par action ordinaire, pour un prix d'acquisition au comptant global d'environ 1,5 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 518 millions de dollars US à la clôture de l'acquisition. Le 27 juin 2013, Fortis a conclu l'acquisition de CH Energy Group. Le prix d'achat net de l'acquisition de CH Energy Group (l'« acquisition de CH Energy Group ») d'environ 1 019 millions de dollars (972 millions de dollars US) a été financé à l'aide du produit de l'émission de 18 500 000 d'actions ordinaires de Fortis effectuée par suite de la conversion des reçus de souscription en concomitance avec la clôture de l'acquisition de CH Energy Group pour un produit net d'environ 567 millions de dollars après impôts, le solde du prix d'achat étant initialement financé par des emprunts sur la facilité renouvelable.

Émission d'actions privilégiées de premier rang, série K

Le 18 juillet 2013, Fortis a émis 10 000 000 d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif de 4,00 % à taux fixe rétabli de série K moyennant un produit brut de 250 000 000 \$. Le produit a été utilisé aux fins du remboursement de la totalité des actions privilégiées de premier rang à 5,45 %, de série C le 10 juillet 2013 quant à une tranche de 125 millions de dollars, aux fins du remboursement d'une tranche des emprunts sur la facilité de crédit et à d'autres fins générales de l'entreprise.

Placements de titres de créance à long terme

Le 13 septembre 2013, FortisAlberta a émis des débentures non garanties à 4,85 %, 30 ans, d'un montant en capital de 150 000 000 \$. Le produit de ce placement a été affecté au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit, au financement des dépenses en immobilisations futures et aux fins générales de la société.

Le 8 novembre 2013, Newfoundland Power a émis des obligations de première hypothèque à 4,805 %, 30 ans, d'un montant en capital de 70 000 000 \$. Le produit de ce placement a été affecté au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit engagés principalement pour le financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de l'entreprise.

Placement de titres de créance par Fortis

Le 1^{er} octobre 2013, Fortis a émis des billets non garantis de premier rang à 3,84 %, série C échéant le 1^{er} octobre 2023 d'un capital de 285 000 000 \$ US et des billets non garantis de premier rang à 5,08 %, série D échéant le 1^{er} octobre 2043 d'un capital de 40 000 000 \$ US. Le produit de ce placement de titres de créance a été affecté au remboursement d'une tranche des emprunts libellés en dollars US sur la facilité renouvelable qui ont été utilisés pour le financement de l'acquisition de CH Energy Group et aux fins générales de l'entreprise.

Agrandissement des installations de GNL de Tilbury

Le 28 novembre 2013, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé qu'il approuvait un investissement d'un maximum de 400 millions de dollars par FEI visant à agrandir son usine de GNL située sur l'île Tilbury, à Delta, en Colombie-Britannique (les « installations de GNL de Tilbury »), afin d'offrir aux clients du secteur des transports du GNL, une solution plus propre que le diesel. Cet agrandissement devrait comprendre un deuxième réservoir de stockage et un nouveau liquéfacteur, qui devraient tous deux être mis en service vers le milieu de 2016. Les installations de GNL de Tilbury peuvent actuellement liquéfier 130 000 mètres cubes de gaz naturel par jour. Après l'agrandissement, cette capacité devrait être portée à 1,69 million de mètres cubes par jour. La capacité de stockage de l'usine de Tilbury, qui équivaut actuellement à 17 millions de mètres cubes de gaz naturel, passera à plus de 40 millions de mètres cubes.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a dispensé le projet d'agrandissement des installations de GNL de Tilbury de l'obligation d'obtenir un certificat de commodité et de nécessité publique aux termes d'un examen mené par la BCUC. Le lancement de la construction de l'agrandissement demeure assujéti à l'approbation du conseil de FEI et de la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique, mais l'approbation requise en matière de zonage a déjà été obtenue à l'égard de l'agrandissement.

Demande de suivi du capital de FortisAlberta

Le 6 décembre 2013, l'AUC a publié sa décision en réponse à la demande de suivi du capital pour 2013 (la « demande de suivi du capital ») déposée notamment par FortisAlberta dans le cadre de la TAR applicable aux entreprises de services publics dans la province d'Alberta.

Même si la décision de l'AUC prévoit que la demande de suivi du capital remplit certains des critères établis aux termes de la TAR, la demande de suivi du capital exige la production de calculs détaillés de suivi du capital ventilés par projet ainsi que des renseignements prévisionnels supplémentaires à l'égard de certains projets. FortisAlberta soumettra de nouveau sa demande de suivi du capital d'ici le 15 mai 2014 incluant les calculs exigés et, jusqu'à ce que l'AUC publie sa décision en fonction des calculs soumis de nouveau, FortisAlberta aura droit au recouvrement existant au titre du suivi du capital que l'AUC a approuvé le 4 mars 2013.

Révision des notations

Le 11 décembre 2013, après l'annonce de l'acquisition, DBRS a placé la notation de la société à titre d'émetteur, la notation de la dette non garantie et les notations des actions privilégiées de A (faible) « sous surveillance avec perspective évolutive ». Cette mesure reflète l'opinion de DBRS selon laquelle l'acquisition projetée aurait une incidence légèrement négative sur le profil de risque d'entreprise de la société, bien que l'incidence sur le profil de risque financier soit incertaine puisque le plan financier à l'égard de l'acquisition n'est pas encore en forme définitive. DBRS se penchera de nouveau sur le plan financier de la société lorsqu'il aura été arrêté.

De plus, le 12 décembre 2013, S&P a révisé sa perspective à l'égard de la société, la faisant passer de stable à négative après l'annonce de l'acquisition, puisqu'elle s'attendait à ce que l'acquisition soit financée principalement à l'aide des débentures et des débentures liées au placement privé, ce qui pèserait sur les données clés de crédit de la société jusqu'à leur conversion en actions ordinaires. S&P a également révisé de stable à négative sa perspective quant aux notations des filiales de la société FortisAlberta, Maritime Electric et Caribbean Utilities, se fondant sur sa méthodologie de notation d'un groupe de sociétés. S&P a révisé de stable à positive sa perspective à l'égard de TEP et a confirmé la notation de crédit à long terme « A- » de Fortis et la notation de crédit à long terme « BBB » de TEP.

Relations de travail

Le 16 décembre 2013, la section locale 213 de la FIOE a accepté l'offre d'arbitrage exécutoire de FortisBC. En conséquence, les salariés de FortisBC qui sont membres de cette section locale sont retournés au travail. La convention collective entre FortisBC et la section locale 213 de la FIOE a expiré le 31 janvier 2013, et les négociations entre les parties se poursuivaient depuis janvier 2013. La section locale 213 de la FIOE a donné à la société un avis de grève de 72 heures le 13 mars 2013 et a exercé des moyens de pression partiels au travail le 16 mai 2013. Avant le 16 décembre 2013, FortisBC exerçait ses activités aux termes de l'ordonnance la plus récente qu'avait rendue le Labour Relations Board de la Colombie-Britannique quant aux services essentiels en septembre 2013. Le processus d'arbitrage exécutoire est une pratique établie en relations de travail selon laquelle l'arbitre, un tiers neutre, est habilité à trancher les questions non résolues entre les parties. L'arbitrage exécutoire entre FortisBC et la section locale 213 de la FIOE débutera à une date ultérieure et mènera à une nouvelle convention collective. Quelque 200 salariés de FortisBC sont membres de la section locale 213 de la FIOE.

L'ACQUISITION

Aperçu

Le 11 décembre 2013, Fortis et certaines filiales de Fortis ont conclu avec UNS Energy la convention d'acquisition, qui prévoit notamment l'acquisition par une filiale en propriété exclusive indirecte de Fortis de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de UNS Energy ainsi que la fusion par absorption dans UNS Energy de la filiale de Fortis faisant l'acquisition. Le prix d'achat global de l'acquisition est d'environ 4,3 milliards de dollars US, qui comprend une tranche au comptant d'environ 2,5 milliards de dollars US payables à la clôture et la prise en charge de dettes totalisant environ 1,8 milliard de dollars US. L'acquisition est assujettie à la réception de l'approbation des porteurs d'actions ordinaires de UNS Energy et à l'approbation de certaines autorités réglementaires et gouvernementales, notamment à l'approbation de l'ACC et de la FERC et au respect de certaines conditions de clôture usuelles. On prévoit actuellement que la clôture de l'acquisition aura lieu d'ici la fin de 2014.

UNS Energy, auparavant appelée UniSource Energy Corporation, est une société de portefeuille de services publics établie à Tucson, en Arizona, qui exploite par l'entremise de ses filiales une entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'état de l'Arizona. Les revenus d'exploitation de UNS Energy pour l'exercice 2012 ont totalisé environ 1,5 milliard de dollars US et, au 30 septembre 2013, le total de l'actif de UNS Energy s'établissait à environ 4,3 milliards de dollars US. D'après l'information financière pro forma au 30 septembre 2013, après l'acquisition, le total de l'actif de la société s'accroîtra d'environ 33,5 % et atteindra environ 23,5 milliards de dollars. L'acquisition de UNS Energy devrait ajouter environ 3,0 milliards de dollars US à la base tarifaire consolidée de la société d'ici 2015 et environ 654 000 clients au nombre total de clients de la société. Après l'acquisition, les filiales de services publics réglementés de Fortis serviront plus de 3 000 000 de clients.

Aperçu de UNS Energy

UNS Energy compte trois filiales directes et indirectes qui sont des entreprises de services publics réglementés, à savoir TEP, UNS Gas et UNS Electric. L'entreprise de services publics de UNS Energy est intégrée verticalement, et les activités de production, de transport et de distribution sont réglementées soit par l'ACC, soit par la FERC.

TEP est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui constitue la plus grande et la principale filiale d'exploitation de UNS Energy. Elle comptait pour environ 84 % du total de l'actif au 30 septembre 2013 et environ 81 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013. TEP a été constituée dans l'État d'Arizona en 1963 et produit et transporte actuellement de l'électricité et en distribue à environ 412 000 clients de détail dans le sud de l'Arizona. Le territoire de desserte de TEP s'étend sur 1 155 milles carrés (2 991 kilomètres carrés) et comprend une population d'environ 1 000 000 de personnes dans la région métropolitaine du grand Tucson, dans le comté de Pima, ainsi que des parties du comté de Cochise. En outre, TEP vend de l'électricité à d'autres entités dans la partie ouest des États-Unis.

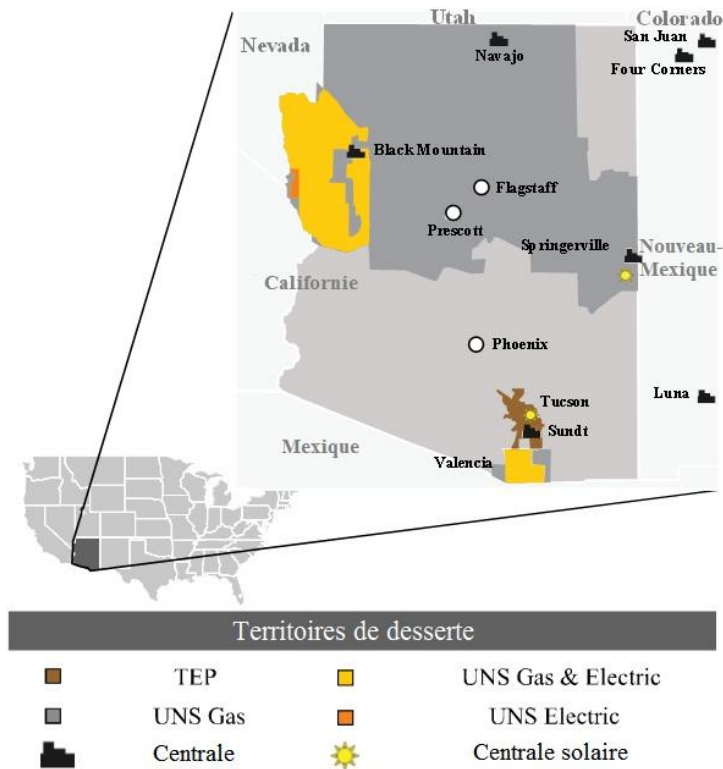
UNS Gas est une société réglementée de distribution de gaz qui sert environ 149 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino et de Navajo, dans le nord de l'Arizona, ainsi que dans le comté de Santa Cruz, dans le sud de l'Arizona. Ces comtés, dont la population combinée s'élève à environ 700 000 personnes, couvrent environ 50 % du territoire de l'État de l'Arizona. UNS Gas comptait pour environ 7 % du total de l'actif de UNS Energy au 30 septembre 2013 et environ 8 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013.

UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui sert environ 93 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona. La population combinée de ces comtés s'établit à environ 250 000 personnes. UNS Electric comptait pour environ 9 % du total de l'actif de UNS Energy au 30 septembre 2013 et pour environ 11 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013.

L'entreprise non réglementée de UNS Energy, qui représente moins de 1 % du total de l'actif de UNS Energy, comprend l'exploitation de Millennium et de UniSource Energy Development Company. SES, une filiale en propriété exclusive de Millennium, fournit des services de sous-traitance d'électricité et des services de relevé de compteur en Arizona, ainsi que d'autres services à Springerville.

La carte suivante illustre les territoires de desserte et les centrales de UNS Energy et de ses filiales de services publics réglementés. Voir la rubrique « L'entreprise acquise ».

Territoires de desserte des entreprises de services publics de UNS Energy



Justification de l'acquisition

L'entreprise qu'exploite UNS Energy est attrayante pour Fortis pour les raisons suivantes :

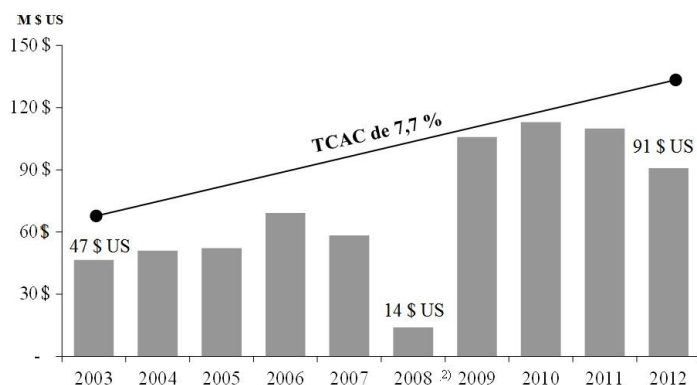
Accroissement du bénéfice par action ordinaire au cours de la première année complète

La direction prévoit que l'acquisition aura un effet d'accroissement sur le bénéfice par action ordinaire au cours de la première année complète suivant sa conclusion, à l'exclusion des frais liés à l'acquisition non récurrents. Voir les rubriques « La convention d'acquisition » et « L'entreprise acquise ».

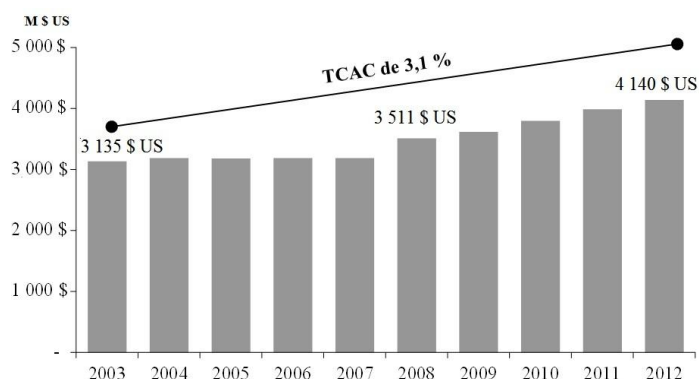
Acquisition d'une entreprise de services publics bien gérée

Au cours de la période de dix ans se terminant en 2012, i) le revenu net de UNS Energy s'est accru à un TCAC de 7,7 %, ii) le total de son actif s'est accru à TCAC de 3,1 % et iii) ses dividendes annuels par action ordinaire sont passés de 0,60 \$ US à 1,72 \$ US. Les principaux facteurs de la croissance du bénéfice comprennent l'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013, qui a principalement trait à l'investissement antérieur dans les infrastructures, ainsi que l'expiration et le rachat des baux visant l'unité 1 de Springerville.

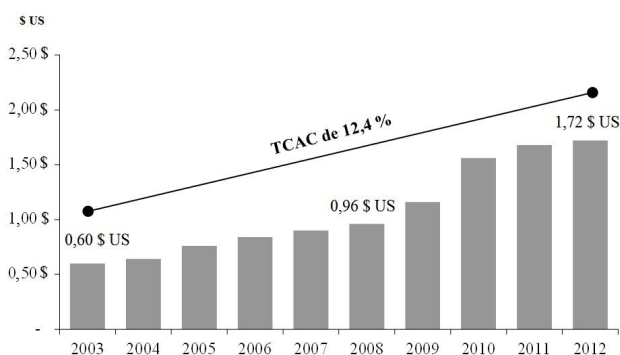
Croissance du revenu net de UNS Energy¹⁾



Croissance du total de l'actif de UNS Energy



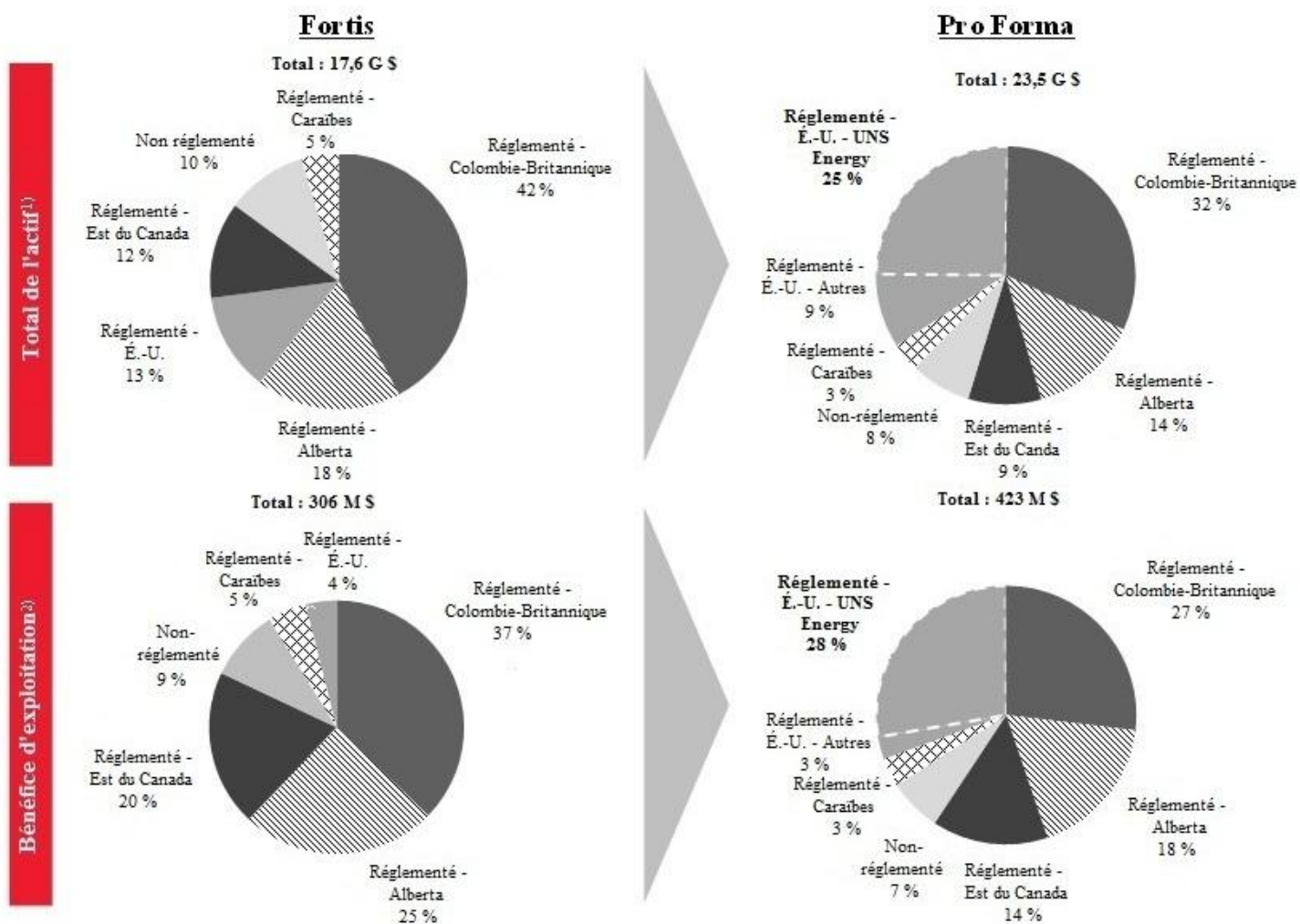
Croissance des dividendes de UNS Energy



- 1) Le revenu net exclut l'incidence d'éléments extraordinaires liés à des modifications comptables ainsi que le bénéfice tiré d'activités abandonnées.
- 2) Le revenu net de UNS Energy pour 2008 a été réduit en raison d'une déduction de revenu de 58 millions de dollars US liée à un trop-perçu au titre des frais de transition à la concurrence, dont l'ACC a ordonné le remboursement aux consommateurs, ainsi qu'en raison d'un accroissement des coûts de combustible et de l'énergie achetée, lesquels frais, avant le 1^{er} janvier 2009, n'étaient pas recouverts auprès des clients au moyen d'un mécanisme de transfert.

Diversification de la base des bénéfices réglementés

UNS Energy représente pour Fortis une occasion importante de diversifier davantage sa base d'actifs, de bénéfices et de flux de trésorerie réglementés et de rehausser le profil de risque de Fortis par une diversification de son implantation géographique et une meilleure diversification économique de son portefeuille d'actifs. L'accroissement des actifs, du bénéfice et des flux de trésorerie réglementés de la société et leur diversification accrue est conforme à la stratégie de la société de rechercher des occasions d'acquisitions lucratives, tant aux États-Unis qu'au Canada.



1) Au 30 septembre 2013.

2) Pour la période de 9 mois close le 30 septembre 2013. Le bénéfice d'exploitation de Fortis exclut un gain extraordinaire de 22 millions de dollars lié au règlement de questions d'expropriation rattachées au partenariat Exploits River Hydro Partnership.

Cadre de réglementation favorable

UNS Energy exerce ses activités dans un cadre de réglementation favorable. L'ACC établit les tarifs des services publics réglementés pour la vente au détail d'électricité et de gaz naturel selon le régime du coût du service, et les structures de conception tarifaire visent le transfert des coûts liés au combustible, aux achats d'électricité, à la conformité environnementale, à l'efficacité énergétique et à la production distribuée. DBRS, dans son rapport intitulé *Regulatory Framework for Utilities* daté d'octobre 2013, a récemment attribué la note « Excellent » ou « Très bien » à la plupart des composantes réglementaires de l'ACC. L'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013 autorise un RCP de 10,0 % sur la composante de 43,5 % des capitaux propres représentés par les actions ordinaires.

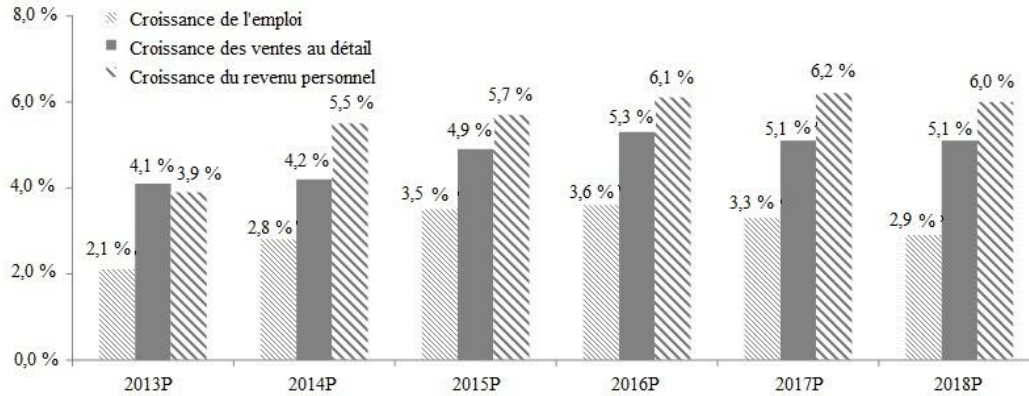
Paramètres économiques favorables en Arizona

L'Arizona est un état de la région sud-ouest des États-Unis, dont la population s'élève à environ 6,5 millions de personnes, ce qui en fait le 15^e État le plus peuplé des 50 États-Unis américains. La fonction publique constitue le plus important employeur dans cet États-Unis, et l'extraction du cuivre en est le plus important secteur d'activité. Le cuivre extrait dans l'État de l'Arizona compte pour les deux tiers de la production de cuivre aux États-Unis.

De plus, l'économie de l'Arizona de présenter une solide croissance économique, le taux de croissance de l'emploi s'établissant à 2,0 % au cours de l'année écoulée, soit un taux supérieur au taux national de 1,6 %. Selon l'Economic and Business Research Centre

de la University of Arizona, la croissance de l'emploi, des ventes au détail et du revenu personnel devrait atteindre 2,9 %, 5,1 % et 6,0 %, respectivement, d'ici 2018, ce qui devrait soutenir le bénéfice futur des services publics. La croissance de l'emploi en Arizona devrait se maintenir à un taux annuel de 1,8 % au cours des 30 prochaines années et atteindre 4,3 millions d'emplois d'ici 2043.

Prévisions économiques pour l'Arizona¹⁾



1) Source : Economic and Business Research Centre de la University of Arizona, octobre 2013.

Croissance de la base tarifaire

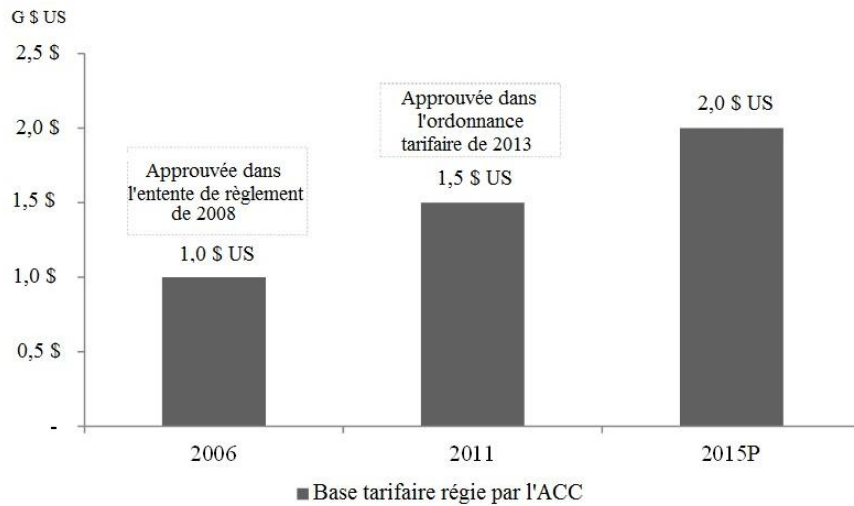
L'investissement continu de UNS Energy dans ses entreprises liées à l'électricité et au gaz aux fins de la prestation d'un service d'énergie sûr, fiable et efficace sur le plan des coûts aux clients devrait se traduire par un taux de croissance attrayant de la base tarifaire. UNS Energy a prévu que l'investissement totalisera environ 2,3 milliards de dollars US au cours de la période allant de 2013 à 2018. La base tarifaire de UNS Energy devrait atteindre 3,0 milliards de dollars US d'ici 2015 et croître à un TCAC d'environ 7 % jusqu'en 2018.

Dépenses en immobilisations totales de 2,3 G \$ pour la période 2013P-2018P



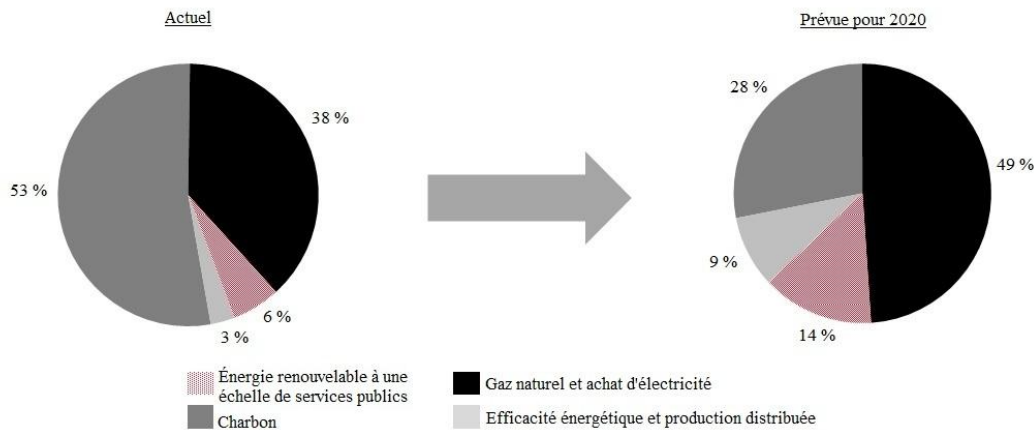
Selon les projections de TEP, sa base tarifaire assujettie à la compétence de l'ACC (soit une base tarifaire approuvée par l'ACC de 1,5 milliard de dollars US pour 2011) atteindra environ 2,0 milliards de dollars US d'ici 2015, ce qui devrait porter la base tarifaire totale de UNS Energy à environ 3,0 milliards de dollars US d'ici 2015.

Base tarifaire régie par l'ACC de 2,0 G \$ US prévue pour TEP d'ici 2015



TEP prévoit également engager des capitaux importants pour diversifier ses actifs de production, notamment par l'achat prévu de l'unité 3 de la centrale de Gila River à cycle combiné alimentée au gaz naturel (d'une capacité de 550 MW) et la mise en place d'une capacité de production d'énergie renouvelable à une échelle adaptée aux services publics. Les investissements dans l'énergie renouvelable diversifieront les ressources de production de TEP et soutiendront TEP sur le plan de l'atténuation des incidences environnementales.

Composition de la capacité de production de TEP



Équipe de direction expérimentée

UNS Energy est une entreprise de services publics bien gérée, dotée d'une équipe de direction expérimentée, qui s'est engagée à fournir aux clients un service d'énergie sûr, fiable et efficace sur le plan des coûts. Au cours des cinq dernières années, les clients de UNS Energy ont connu, en moyenne, environ une panne d'une durée de 1,5 heure par année. La direction a abaissé le ratio d'endettement de UNS Energy de 84 % en 2000 à 62 % au 30 septembre 2013, ce qui a entraîné une amélioration de quatre crans de la notation de crédit de TEP au cours de cette période, pour une note de Baa2 (Moody's). La direction a également démontré une solide expertise en matière de réglementation, puisqu'elle a mené à terme les trois derniers dossiers tarifaires dans un délai moyen d'un an.

Paul J. Bonavia a été nommé président du conseil et chef de la direction de UNS Energy, de TEP et de UniSource Energy Services par le conseil d'administration de UNS Energy le 1^{er} janvier 2009. Avant de se joindre à UNS Energy, M. Bonavia a été président de la division des Entreprises commerciales de Xcel Energy et président de la division des Marchés de l'énergie de cette société. David Hutchens a été nommé président et chef de l'exploitation de UNS Energy, de TEP et de UniSource Energy Services en

décembre 2011, après avoir été vice-président directeur depuis mars 2011. Il a été nommé au conseil d'administration de UNS Energy en décembre 2013. M. Hutchens s'est joint à TEP en juillet 1995 et a occupé divers postes de direction liés à la supervision des ventes d'énergie en gros. M. Hutchens détient un baccalauréat en génie aérospatial de la University de l'Arizona et une maîtrise en administration des affaires spécialisée en finances.

Voir les rubriques « L'entreprise acquise », « La convention d'acquisition », « Facteurs de risque – Facteurs de risque liés à l'acquisition » et « Remarque spéciale concernant les énoncés prospectifs ».

Approche de Fortis en matière de gestion des services publics

La manière dont la société aborde la gestion des services publics est fondée sur la création de valeur pour les clients, dans le but de produire une valeur à long terme pour les actionnaires. Fortis structure ses activités sous forme d'entreprises distinctes dans chaque territoire. Les équipes de direction locales ont accès à l'expérience et à l'expertise en gestion de services publics de Fortis. La haute direction de UNS Energy, que Fortis souhaite garder en place, apportera une expertise précieuse dans le secteur de la production et la distribution d'électricité ainsi que la distribution de gaz naturel, qui viendra compléter l'expertise de Fortis dans ces domaines. Cette approche permet aux directions locales d'établir des relations fructueuses avec les clients et avec les organismes de réglementation et d'être à l'écoute de ceux-ci. Fortis est consciente que la réglementation est un aspect clé de ses activités principales, et elle a adopté, pour en tenir compte, une approche disciplinée et soucieuse des coûts dans la gestion de ses actifs et dans son exploitation.

La direction de Fortis possède une expérience considérable dans l'intégration d'entreprises nouvellement acquises au sein du groupe Fortis. En 2013, Fortis a acquis CH Energy Group et a réussi à intégrer les entreprises de cette dernière dans le groupe Fortis. En 2007, Fortis a fait l'acquisition de FortisBC Holdings (auparavant appelée Terasen Inc.) et a intégré avec succès l'entreprise de distribution de gaz naturel des sociétés FortisBC Energy dans le groupe Fortis. Fortis a également réussi à intégrer FortisBC (auparavant appelée Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd.) et FortisAlberta (auparavant appelée Aquila Networks Canada (Alberta) Ltd.) dans le groupe Fortis après en avoir fait l'acquisition en 2004.

L'ENTREPRISE ACQUISE

UNS Energy

UNS Energy, auparavant appelée UniSource Energy Corporation, est une société de portefeuille de services publics établie à Tucson, en Arizona, qui exploite par l'entremise de ses filiales une entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona. Les actions ordinaires de UNS Energy sont négociées à la Bourse NYSE sous le symbole « UNS ».

UNS Energy compte trois filiales directes et indirectes qui sont des entreprises de services publics réglementés, à savoir TEP, UNS Gas et UNS Electric. Le pourcentage du total de l'actif, des revenus d'exploitation et du revenu net de UNS Energy que représentait chaque filiale de services publics réglementés pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 était le suivant :

Pourcentage de UNS Energy (période de neuf mois close le 30 septembre 2013)

Filiale	Total de l'actif	Revenus d'exploitation	Revenu net
TEP	84 %	81 %	85 %
UNS Electric	9 %	11 %	10 %
UNS Gas	7 %	8 %	5 %

Les revenus de chacune de TEP et de UNS Electric comprennent des revenus tirés des ventes d'électricité au détail et des ventes d'électricité en gros qui portent principalement sur l'électricité produite aux installations dont TEP ou UNS Electric sont propriétaires ou locataires, selon le cas. En outre, TEP tire des revenus de ses actifs de transport et de son exploitation des unités 3 et 4 de Springerville pour le compte de Tri-State et de SRP, respectivement. Les revenus de UNS Gas proviennent principalement des ventes de gaz au détail et en gros. Le tableau suivant présente les revenus d'exploitation totaux de UNS Energy par source, pour 2011, 2012 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2013.

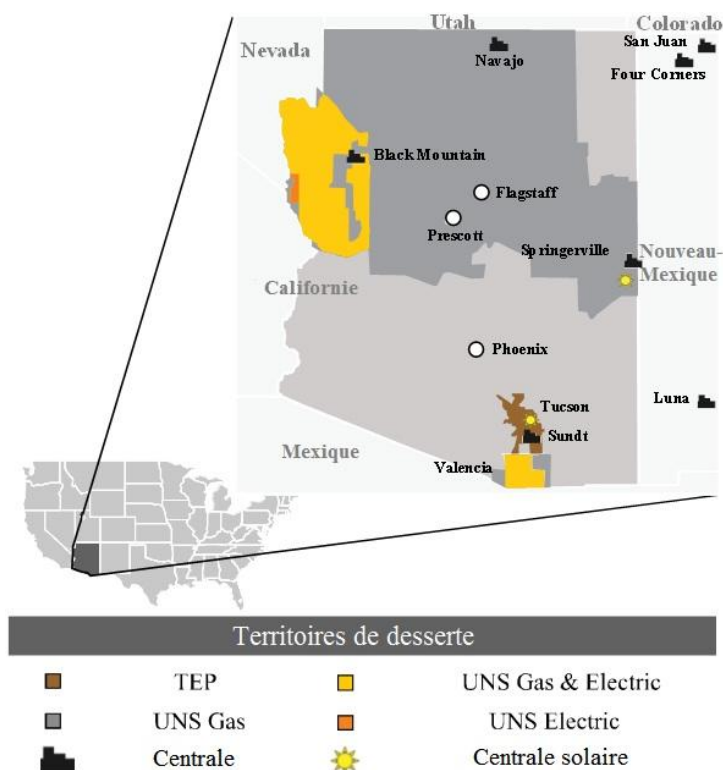
	Période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (en milliers de dollars US)	Exercices terminés les 31 décembre	
		2012	2011
		(en milliers de dollars US)	
Revenus d'exploitation			
Ventes d'électricité au détail	868 523 \$	1 087 279 \$	1 085 822 \$
Ventes d'électricité en gros	92 581	125 414	132 346
Revenus tirés du gaz	86 432	123 133	145 053
Autres revenus	<u>86 863</u>	<u>125 940</u>	<u>115 481</u>
Total des revenus d'exploitation	<u>1 134 399 \$</u>	<u>1 461 766 \$</u>	<u>1 478 702 \$</u>

Pour de plus amples renseignements sur la situation financière et les résultats de UNS Energy, on peut consulter les états financiers consolidés audités de UNS Energy, notamment les bilans aux 31 décembre 2012 et 2011 et les états consolidés des résultats et des flux de trésorerie pour les exercices terminés les 31 décembre 2012, 2011 et 2010, ainsi que les états financiers consolidés non audités de UNS Energy pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, lesquels figurent dans le présent prospectus.

Territoire de desserte de UNS Energy

Les filiales de services publics réglementés de UNS Energy servent environ 654 000 clients de détail en Arizona. La carte suivante illustre les territoires de desserte et les centrales de UNS Energy et de ses filiales de services publics réglementés.

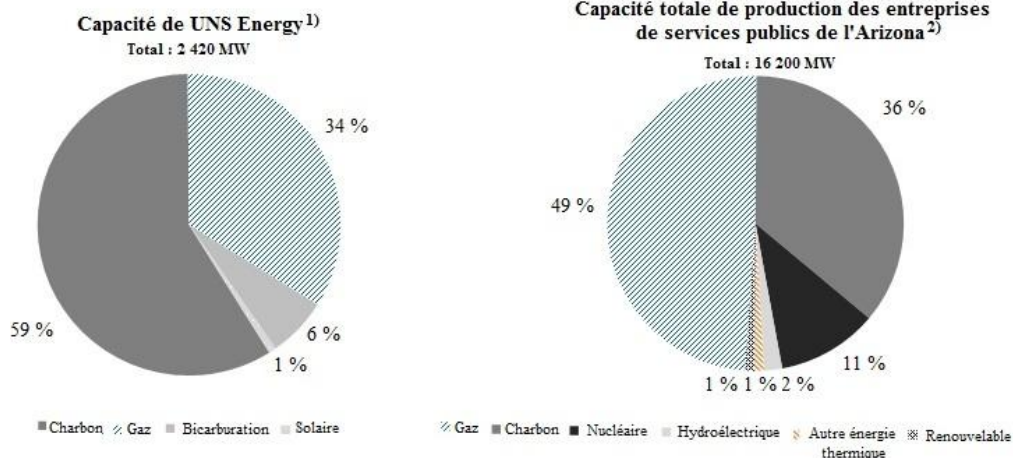
Territoires de desserte des entreprises de services publics de UNS Energy



Profil de production de UNS Energy

UNS Energy est actuellement propriétaire ou locataire de ressources de production d'une capacité globale de 2 420 MW, y compris une capacité de production d'énergie solaire de 19 MW. Comme l'indique le diagramme ci-après, 59 % de la capacité de production de UNS Energy est alimentée au charbon. La capacité de production totale des entreprises de services publics en Arizona s'élève à 16 200 MW, dont 36 % est alimentée au charbon.

Capacité de UNS Energy, Capacité totale de production des entreprises de services publics de l'Arizona



1) Est propriétaire de 2 074 MW, y compris la participation de 14 % de TEP dans l'unité 1 de Springerville d'une capacité de 401 MW et loue une capacité supplémentaire de 346 MW.

2) Source : Energy Information Association. Les entreprises de services publics de l'Arizona comprennent UNS Energy, Salt River Power Project, Arizona Electric Power Cooperative et Arizona Public Service.

TEP

TEP est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui constitue la plus grande et la principale filiale d'exploitation de UNS Energy. Elle comptait pour environ 84 % du total de l'actif au 30 septembre 2013 et environ 81 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013. TEP a été constituée dans l'État d'Arizona en 1963 et produit et transporte actuellement de l'électricité et en distribue à environ 412 000 clients de détail dans le sud de l'Arizona. Le territoire de desserte de TEP s'étend sur 1 155 milles carrés (2 991 kilomètres carrés) et comprend une population d'environ 1 000 000 de personnes dans la région métropolitaine du grand Tucson, dans le comté de Pima, ainsi que des parties du comté de Cochise. TEP possède une capacité de production suffisante qui, combinés aux contrats d'achat d'électricité existants et aux ajouts prévus d'installations de production, devrait satisfaire aux besoins de sa clientèle et répondre aux exigences prévues de la demande de pointe. En outre, TEP vend de l'électricité à d'autres entités dans la partie ouest des États-Unis.

Demande de pointe

La demande de pointe se produit durant les mois d'été en raison des besoins de climatisation des clients de détail de TEP. La demande de pointe liée à la clientèle de détail varie d'une année à l'autre, en raison de divers facteurs, notamment les conditions météorologiques et économiques. La demande de pointe liée aux clients de détail de TEP a diminué au cours de la période allant de 2008 à 2012, en raison principalement d'une piètre conjoncture économique et de la mise en œuvre de programmes d'efficacité énergétique. TEP a connu une demande de pointe de 2 290 MW en 2012. TEP croit que sa capacité de production existante, combinée aux contrats d'achat d'électricité et aux ajouts prévus d'installations de production, sera suffisante pour répondre à la demande future prévue en 2013 et en 2014.

Clients de détail

TEP fournit des services publics d'électricité à un groupe diversifié de clients résidentiels, commerciaux, industriels et du secteur public. Les ventes au détail ont compté pour 78,8 % des revenus d'exploitation de TEP en 2012. En 2012, 41 % des ventes d'énergie de TEP avaient trait à des clients résidentiels, 21 % à des clients commerciaux, 23 % à des clients industriels autres que miniers, 12 % à des clients du secteur minier et 3 % à des entités publiques. En 2013, la consommation d'énergie au détail par catégorie de client devrait être similaire à la répartition historique de la clientèle. Les grands secteurs d'activité qu'elle servait sont notamment l'extraction du cuivre, la fabrication de ciment, la défense, les soins de santé, l'enseignement, les bases militaires et d'autres entités gouvernementales. Deux des plus importants clients individuels de TEP exercent leurs activités dans le secteur de l'extraction du cuivre. Les ventes effectuées à ces deux clients ont augmenté de 0,9 % en 2012 et de 0,3 % en 2011 par suite d'un accroissement de la production lié au prix élevé du cuivre, mais elle ne devrait pas augmenter de façon importante en 2013 ou en 2014. Les ventes au détail de TEP dépendent de plusieurs facteurs, notamment de la conjoncture économique, des conditions climatiques saisonnières, des

mesures de GD et de l'utilisation croissante de produits efficaces sur le plan énergétique ainsi que des possibilités pour les clients de produire leur propre électricité.

Divers facteurs économiques locaux, régionaux et nationaux ont eu des incidences sur l'accroissement du nombre de clients dans le territoire de desserte de TEP. En 2012, en 2011 et en 2010, le nombre moyen de clients de détail de TEP s'est accru de moins de 1 % d'une année à l'autre. Au cours des trois dernières années, la conjoncture économique dans l'État de l'Arizona et les exigences étatiques en matière d'efficacité énergétique et de production distribuée ont eu des incidences négatives sur les ventes au détail d'électricité de TEP. Les volumes des ventes au détail de TEP en 2012 se sont établies à environ 9 265 gigawattheures (« GWh), soit 1,1 % de moins que les volumes des ventes de 2009.

Une partie des pratiques comptables et des tarifs d'énergie de TEP sont assujettis aux règles de concurrence concernant la vente d'électricité au détail (Retail Electric Competition Rules) (les « règles de concurrence ») que l'ACC a établies en 1999. Même si ces règles prévoyaient que les clients de détail de TEP avaient le droit de choisir un autre fournisseur de service d'énergie (« FSE »), une partie de ces règles ont été invalidées par les tribunaux de l'Arizona, et il n'y a actuellement aucun FSE autorisé à fournir des services d'électricité de détail de remplacement aux clients de TEP. Voir la rubrique « L'entreprise acquise – Tarifs et réglementation – Règles de concurrence concernant l'électricité au détail ».

Entreprises de gros

L'entreprise de services publics d'électricité de TEP comprend la commercialisation en gros d'électricité auprès d'autres entreprises de services publics et d'entreprises de commercialisation d'électricité dans la partie sud-ouest des États-Unis. Les transactions de vente en gros visent tant une charge ferme qu'une charge interruptible et ont compté pour 8,3 % des revenus d'exploitation totaux de TEP pour 2012. Un contrat ferme oblige TEP à fournir de l'électricité sur demande (sauf dans des circonstances d'urgence restreintes), tandis qu'un contrat visant une charge interruptible permet à TEP de cesser de fournir l'électricité dans les circonstances précises. Voir la rubrique « L'entreprise acquise – TEP – Ressources de production et autres ressources ».

De façon générale, TEP s'engage à effectuer des ventes futures à des tiers en fonction de la capacité de production excédentaire prévue, des prix sur les marchés à terme et des coûts de production, en utilisant une démarche de portefeuille diversifiée offrant un équilibre entre les ventes d'énergie à long terme, à moyen terme et sur le marché au comptant. Les ventes au gros de TEP se composent principalement de ventes à long terme ou à court terme.

Ventes à long terme

Les contrats de vente en gros à long terme couvrent des périodes de plus d'un an. TEP utilise généralement ses propres installations de production pour répondre aux exigences de ses clients de gros à long terme. En 2012, 26 % des revenus de TEP tirés des ventes en gros ou environ 2 % des revenus d'exploitation totaux de TEP pour 2012 étaient attribuables aux contrats de vente en gros à long terme. Les contrats d'approvisionnement en électricité en gros à long terme importants de TEP sont décrits ci-après :

- Jusqu'en mai 2016, SRP est tenu d'acheter 500 000 MWh d'énergie en période de pointe par année auprès de TEP.
- TEP a conclu un contrat avec la NTUA qui expire en décembre 2022. TEP fournit la tranche de la charge de la NTUA qui n'est pas fournie par l'hydroélectricité fédérale attribuée à cet organisme. Au cours des trois dernières années, les ventes effectuées à la NTUA se sont établies en moyenne à 225 000 MWh par année.

Ventes à court terme

Les contrats à terme de gré à gré à court terme obligent TEP à vendre une quantité spécifiée de capacité ou d'énergie à un prix précisé, au cours d'une période donnée, habituellement un mois, trois mois ou un an. TEP effectue également des ventes à court terme en vendant de l'énergie sur les marchés quotidiens ou horaires au prix variable des marchés au comptant et effectue d'autres ventes d'énergie qui ne sont pas des contrats fermes. En 2012, 74 % des revenus d'exploitation totaux de TEP tirés des ventes en gros ou environ 6 % des revenus d'exploitation totaux de TEP pour 2012 étaient attribuables aux ventes à court terme. Tous les revenus découlant des ventes en gros à court terme compensent les coûts de combustible et les coûts d'achat d'électricité et sont transmis aux clients de détail de TEP. TEP utilise les ventes en gros à court terme dans le cadre de sa stratégie de couverture afin de réduire l'exposition des clients aux fluctuations des prix d'électricité. De plus, 10 % des profits tirés des opérations de ventes en gros sont transférés aux clients de détail de TEP.

Ressources de production et autres ressources

Au 31 décembre 2012, TEP était propriétaire d'installations de production d'électricité d'une capacité de 1 921 MW et louait une capacité de production d'électricité de 346 MW, ce qui représente une capacité de production nette totalisant 2 267 MW, comme il est indiqué dans le tableau ci-après. Plusieurs des actifs de production dans lesquels TEP détient une participation sont détenus en propriété conjointe. Aux États-Unis, les grandes installations de production d'électricité sont souvent aménagées par des sociétés de personnes ou des coentreprises formées de diverses entreprises de services publics afin de faciliter le financement des dépenses en immobilisations considérables que nécessite la construction de ces installations. Voir la rubrique « Facteurs de risque – Facteurs de risque liés aux activités et aux exploitations de la société et de UNS Energy postérieures à l'acquisition – Centrales en copropriété et centrales exploitées par des tiers ».

Sources de capacité de production nette de TEP

Source de production	N° d'unité	Emplacement	Date de mise en service	Type de ressources	Capacité nette MW	Exploitant	Quote-part de TEP	
							%	MW
Centrale Springerville ¹⁾	1	Springerville, AZ	1985	Charbon	401	TEP	100,0	401
Centrale Springerville	2	Springerville, AZ	1990	Charbon	403	TEP	100,0	403
Centrale Springerville ²⁾	3	Springerville, AZ	2005	Charbon	400	TEP	0,0	0
Centrale Springerville ²⁾	4	Springerville, AZ	2009	Charbon	400	TEP	0,0	0
Centrale San Juan	1	Farmington, NM	1976	Charbon	340	PNM	50,0	170
Centrale San Juan	2	Farmington, NM	1973	Charbon	340	PNM	50,0	170
Centrale Navajo	1	Page, AZ	1974	Charbon	750	SRP	7,5	56
Centrale Navajo	2	Page, AZ	1975	Charbon	750	SRP	7,5	56
Centrale Navajo	3	Page, AZ	1976	Charbon	750	SRP	7,5	56
Centrale Four Corners	4	Farmington, NM	1969	Charbon	784	APS	7,0	55
Centrale Four Corners	5	Farmington, NM	1970	Charbon	784	APS	7,0	55
Centrale Luna	1	Deming, NM	2006	Gaz	555	PNM	33,3	185
Centrale Sundt	1	Tucson, AZ	1958	Gaz/pétrole	81	TEP	100,0	81
Centrale Sundt	2	Tucson, AZ	1960	Gaz/pétrole	81	TEP	100,0	81
Centrale Sundt	3	Tucson, AZ	1962	Gaz/pétrole	104	TEP	100,0	104
Centrale Sundt	4	Tucson, AZ	1967	Charbon/gaz	156	TEP	100,0	156
Turbines à combustion interne Sundt		Tucson, AZ	1972-1973	Gaz/pétrole	50	TEP	100,0	50
DeMoss Petrie		Tucson, AZ	1972	Gaz/pétrole	75	TEP	100,0	75
North Loop		Tucson, AZ	2001	Gaz	95	TEP	100,0	95
Centre solaire Springerville		Springerville, AZ	2002-2010	Solaire	6	TEP	100,0	6
Projets solaires Tucson		Tucson, AZ	2010-2012	Solaire	12	TEP	100,0	12
Capacité totale de TEP ³⁾								<u>2 267</u>

1) 14,1 % de la capacité était détenue en propriété et 85,9 % de la capacité de production était assujettie à des contrats de location au 30 septembre 2013. À compter de janvier 2015, la capacité que TEP recevra de l'unité 1 de Springerville sera ramenée à 49,5 % de sa capacité d'exploitation continue. Voir la rubrique « L'entreprise acquise TEP – Ressources de production et autres ressources – Centrale Springerville ».

2) Les unités 3 et 4 de la centrale de Springerville sont exploitées par TEP mais elles appartiennent à Tri-State et à SRP, respectivement. Ces installations sont situées au même endroit que les unités 1 et 2 de Springerville. Les propriétaires des unités 3 et 4 de Springerville versent une rémunération à TEP pour l'exploitation des installations et acquittent une quote-part attribuée des frais fixes rattachés aux installations communes de Springerville et aux installations de manutention de charbon de Springerville. TEP n'a droit à aucune partie de la capacité de production nette des unités 3 et 4 de Springerville.

3) À l'exclusion de ressources supplémentaires de 683 MW, qui ont trait à certains achats de capacité et à une charge interruptible au détail.

Centrale de Springerville

TEP est actuellement propriétaire d'une participation indivise de 14,1 % dans l'unité 1 alimentée au charbon de Springerville et loue la tranche restante de 85,9 %. L'unité 2 de Springerville appartient à San Carlos Resources, Inc. (« San Carlos »), filiale en propriété

exclusive de TEP. Les unités 3 et 4 de Springerville appartiennent à Tri-State et à SRP, respectivement. TEP exploite les quatre unités de production de Springerville, et Tri-State et SRP versent une rémunération à TEP pour l'exploitation des installations. TEP n'a droit à aucune partie de la capacité de production nette des unités 3 et 4 de Springerville.

Les autres participations de TEP à Springerville comprennent des droits de tenure à bail dans les installations de manutention de charbon de Springerville et dans les installations de Springerville utilisées en commun par les quatre unités de Springerville (les « installations communes de Springerville »). En 1984, TEP a effectué une opération de cession-bail à l'égard des installations de manutention de charbon de Springerville et a acheté depuis une participation de 13 % dans celle-ci. Les modalités des baux visant les installations de manutention de charbon de Springerville (les « baux visant les installations de manutention de charbon de Springerville ») expirent en avril 2015, mais elles comportent des options de renouvellement à taux fixe si certaines conditions sont remplies, ainsi que des dispositions d'achat à prix fixe moyennant 120 millions de dollars US. TEP a convenu avec Tri-State, le locataire de l'unité 3 de Springerville, et SRP, le propriétaire de l'unité 4 de Springerville, que si les baux visant les installations de manutention du charbon de Springerville n'étaient pas renouvelés, TEP exercerait les options d'achat aux termes de ces contrats. Au moment de cet achat, SRP serait tenue d'acheter une partie des installations communes de Springerville, et Tri-State serait tenue d'acheter une partie des installations communes de Springerville ou de continuer d'effectuer des paiements à TEP pour l'utilisation de ses installations.

Les modalités des arrangements de location à l'égard de l'unité 1 de Springerville et d'une participation indivise de cinquante pour cent dans certaines installations communes de Springerville (les « baux visant l'unité 1 de Springerville ») expirent en 2015, mais elles comprennent des dispositions de renouvellement facultatif à la juste valeur marchande et des dispositions d'achat. En août et en octobre 2013, TEP a exercé des options d'achat à l'égard d'une participation indivise supplémentaire globale de 35,4 % dans l'unité 1 de Springerville auprès des autres titulaires de participation à un prix d'achat global d'environ 65,5 millions de dollars US, et la clôture des options d'achat des baux doit avoir lieu en décembre 2014 et en janvier 2015. En 2015, après l'acquisition par TEP de la participation supplémentaire de 35,4 % dans l'unité 1 de Springerville et l'expiration des baux visant l'unité 1 de Springerville, la quote-part de TEP dans la capacité d'exploitation continue de l'unité 1 de Springerville sera ramenée à 49,5 %. TEP a indiqué qu'elle n'avait pas l'intention d'acquérir une participation supérieure à 50 % dans l'unité 1 de Springerville en raison de son objectif de réduire son exposition à l'égard de la production au charbon.

Les arrangements de location de TEP à l'égard d'une participation indivise de cinquante pour cent dans certaines installations communes de Springerville (les « baux visant les installations communes de Springerville »), qui expirent en 2017 et en 2021, comportent des options de renouvellement facultatives à la juste valeur marchande ainsi que des dispositions d'achat à prix fixe. Les prix fixes pour l'acquisition de la participation dans les installations communes de Springerville que loue actuellement TEP sont de 38 millions de dollars US en 2017 et de 68 millions de dollars US en 2021.

Centrale Sundt et turbines à combustion interne de Sundt

TEP est propriétaire et exploitante des turbines à combustion interne de Sundt et des quatre unités de centrale Sundt (la « centrale Sundt »), situées à proximité de Tucson, en Arizona. Les turbines à combustion interne de Sundt ont une capacité de production nette de 50 MW. Les unités 1, 2 et 3 de la centrale Sundt peuvent être exploitées soit au gaz naturel, soit au carburant diesel et ont une capacité de production nette de 81 MW, de 81 MW et de 104 MW, respectivement. L'unité 4 de la centrale Sundt peut être exploitée soit au gaz naturel, soit au charbon et a une capacité de production nette de 156 MW. La centrale Sundt et les turbines à combustion interne de Sundt sont désignées comme des installations de production indispensables (*must-run generation*). Les unités de production indispensables doivent fonctionner dans certaines circonstances pour maintenir la fiabilité du réseau de distribution et répondre aux exigences de charge locales. Voir la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Règles relatives au brouillard régional – Sundt ».

Achats et interconnexions

En complément de sa capacité de production nette louée et détenue en propriété, TEP achète de l'électricité auprès d'autres entreprises de services publics et d'entreprises de commercialisation d'électricité. TEP peut conclure des contrats a) visant l'achat d'énergie conformément à des contrats à long terme pour répondre aux besoins des contrats de détail et des contrats de gros à long terme; b) visant l'achat de capacité ou d'énergie durant les périodes d'interruption planifiées ou dans le contexte des charges de pointe estivales; et c) visant l'achat d'énergie aux fins de revente à certains clients de gros aux termes de conventions de gestion de la charge et des ressources.

TEP utilise généralement la production tirée de ses unités alimentées au gaz, complétée par des achats d'électricité, pour répondre à la demande de pointe estivale de ses clients de détail. Aux termes de certains de ces contrats d'achat d'électricité (les « CAE »), les prix

sont indexés en fonction des prix du gaz naturel. En raison de son utilisation saisonnière accrue du gaz et de l'achat d'électricité, TEP conclut des arrangements de couverture à l'égard d'une partie de son exposition totale au gaz naturel à l'aide de contrats à prix fixe pour une période maximum de trois ans. TEP achète également de l'énergie sur les marchés quotidiens et horaires pour répondre à des demandes plus élevées que prévues, pour couvrir les interruptions imprévues de production ou lorsque ces achats sont plus économiques que le recours aux installations de production dont elle est propriétaire.

TEP est membre d'un organisme régional de partage des réserves et a établi des relations de partage d'énergie et des arrangements de fiabilité avec d'autres entreprises de services publics. Ces relations permettent à TEP de faire appel à d'autres entreprises de services publics en cas d'urgence, comme les pannes de centrale et les perturbations de réseau, et de réduire les quantités de réserve d'électricité que TEP est tenue de conserver.

Par suite de la loi intitulée *Energy Policy Act of 2005*, les propriétaires et les exploitants de réseaux de transport d'électricité de gros, y compris TEP, sont assujettis à des normes de fiabilité obligatoires qui ont été élaborées et mises en application par NERC et sont assujetties à la surveillance de la FERC. TEP révisé périodiquement ses politiques et procédures d'exploitation pour s'assurer de sa conformité continue par rapport à ces normes.

Ressources liées à l'énergie renouvelable

Au 31 décembre 2012, TEP était propriétaire d'installations de production solaire photovoltaïque (« PV ») d'une capacité de 18 MW. Le réseau solaire de Springerville, qui est situé à proximité de Springerville, a une capacité totale de 6 MW. Le reste de la capacité de production solaire PV de 12 MW de TEP est situé dans la ville de Tucson.

Pour répondre aux exigences de l'ACC en matière d'énergie renouvelable qui, notamment, oblige TEP, UNS Electric et les autres entreprises de services publics visées à accroître leur utilisation d'énergie renouvelable chaque année jusqu'à ce qu'elle représente au moins 15 % de leurs besoins en énergie au détail annuels totaux en 2025, TEP a conclu des CAE visant une capacité de 125 MW provenant de ressources solaires, une capacité de 50 MW de ressources éoliennes et une capacité de 2 MW tirée d'une centrale de production alimentée en gaz d'enfouissement. Au 31 décembre 2012, une tranche d'environ 74 MW des ressources solaires et de 50 MW des ressources éoliennes visées par des contrats de TEP était fonctionnelle. Les ressources restantes assujetties à des contrats de TEP devaient être aménagées au cours des prochaines années. Les CAE solaires renferment des options qui permettraient à TEP d'acheter la totalité ou une partie du projet connexe au cours d'une période future. Voir la rubrique « L'entreprise acquise – Tarifs et réglementation – Norme relative à l'énergie renouvelable et tarif ».

Ressources de production future

TEP est à évaluer diverses possibilités sur le plan des ressources énergétiques, notamment le charbon, le gaz naturel et l'énergie renouvelable, aux fins d'une utilisation future pour répondre à ses besoins en électricité. La stratégie de diversification des ressources énergétiques à long terme de TEP a pour objectif la stabilité tarifaire à long terme pour les clients, l'atténuation des incidences environnementales, la conformité aux exigences réglementaires et la mise à profit de l'infrastructure existante de services publics. TEP prévoit réduire globalement son recours à la production au charbon en accroissant la capacité des turbines à gaz à cycle combiné et les installations alimentées à l'énergie renouvelable efficaces, notamment par l'ajout de capacité de production solaire et prévoit que le charbon représentera moins de 50 % de la capacité de production d'ici 2020. TEP ajoutera des ressources de production et(ou) une capacité d'importation pour répondre à la demande de charge prévue des clients de détail et à la demande de charge ferme des clients de gros. Le plan de mise en œuvre de la NER de TEP pour 2013 qui a été approuvé par l'ACC comprend un investissement de 28 millions de dollars US à l'égard de ressources solaires appartenant à la société. TEP s'est hissée à la tête du secteur d'activité pour l'aménagement et le soutien de l'énergie renouvelable et a reçu le prix de l'entreprise de services publics appartenant aux investisseurs de l'année 2012 décerné par la Solar Electric Power Association. De plus, en août 2013, TEP a amorcé des négociations exclusives avec Entegra visant l'achat de l'unité 3 de la centrale Gila River (« Gila River ») à Gila Bend, en Arizona. Gila River est une unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une capacité nominale de 550 MW, qui a été mise en service en 2003. UNS Electric peut acheter jusqu'à 150 MW de la capacité de l'unité 3 de Gila River, et TEP achèterait la capacité restante. L'achat prévu de Gila River cadre avec la stratégie de TEP qui consiste à diversifier la répartition de ses combustibles de production et à réduire graduellement son utilisation du charbon. Voir la rubrique « L'entreprise acquise – TEP – Approvisionnement en combustible ».

Gila River remplacera la capacité liée aux installations louées alimentées au charbon dont TEP sera privée après l'expiration des baux visant l'unité 1 de Springerville et la réduction prévue de la capacité de production alimentée au charbon provenant de l'unité 2 de San Juan, qui pourrait être désaffectée d'ici le 31 décembre 2017. Voir la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Règles régionales sur le brouillard – San Juan ». TEP prévoit signer une convention d'achat définitive avec Entegra d'ici la fin de 2013 et de conclure l'opération d'achat vers la fin de 2014, sous réserve d'une entente définitive sur les

modalités et de la réception, notamment, des approbations requises des autorités de réglementation. TEP prévoit financer l'acquisition prévue de Gila River en recourant à sa facilité de crédit renouvelable et à un prêt-relais et prévoit refinancer au bout du compte cette dette au moyen d'injonctions de capitaux propres et de l'émission de débentures à long terme.

Approvisionnement en combustible

Les renseignements sur les coûts de combustible et l'utilisation de ceux-ci au cours des trois dernières années civiles écoulées sont les suivants :

	Coût moyen par MBtu consommé par TEP			Pourcentage du nombre total de Btu consommé par TEP		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Charbon	2,44 \$	2,42 \$	2,23 \$	88 %	92 %	90 %
Gaz	3,92 \$	5,20 \$	4,69 \$	12 %	8 %	10 %
Tous les combustibles	2,63 \$	2,65 \$	2,47 \$	100 %	100 %	100 %

Charbon

Le principal combustible de TEP pour la production d'électricité est un charbon bitumineux ou subbitumineux à faible teneur en soufre provenant de mines situées en Arizona, au Nouveau-Mexique et au Colorado. En 2012, 88 % de l'énergie totale vendue ou utilisée par TEP avait été produite à l'aide de charbon, ce qui représente une baisse par rapport à 92 % en 2011 et à 90 % en 2010. En 2012, 72 % de la production totale d'électricité de TEP a été produite à l'aide de charbon. Plus de 90 % de l'approvisionnement en charbon de TEP sont achetés conformément à des contrats à long terme, ce qui accroît la prévisibilité des prix. Le coût moyen de la tonne de charbon pour TEP, y compris le transport, s'est établi à 45,84 \$ US en 2012, à 46,64 \$ US en 2011 et à 41,99 \$ US en 2010. Le tableau suivant indique le fournisseur, la date d'expiration du contrat et la quantité de charbon consommée en 2012 à l'égard des centrales de TEP alimentées au charbon pour lesquelles le charbon était acheté conformément à un contrat d'approvisionnement à long terme :

Centrale	Fournisseur de charbon	Consommation de charbon en 2012 (milliers de tonnes)	Expiration du contrat
Springerville	Peabody Coalsales	3 287	2020
Four Corners	BHP Billiton	400	2016
San Juan	San Juan Coal Co.	1 098	2017
Navajo	Peabody Coalsales	475	2019

TEP est l'exploitante et l'unique propriétaire (ou locataire) des unités 1 et 2 de Springerville (voir la rubrique « L'entreprise acquise – TEP – Ressources de production et autres ressources – Centrale Springerville ») et de l'unité 4 de Sundt, qui sont des installations de production alimentées au charbon. L'approvisionnement en charbon des unités 1 et 2 de Springerville est transporté par chemin de fer sur environ 200 milles à partir du nord-ouest du Nouveau-Mexique. TEP prévoit que ses réserves de charbon visées par des contrats suffiront à répondre aux besoins estimatifs des unités 1 et 2 de Springerville pour le reste de leur durée utile actuellement prévue.

L'approvisionnement en charbon destiné à l'unité 4 de Sundt est transporté par chemin de fer sur environ 1 300 milles à partir du Colorado. Avant 2010, l'unité 4 de Sundt était principalement alimentée au charbon. Toutefois, cette centrale peut également être exploitée à l'aide de gaz naturel. Les deux combustibles sont combinés avec du méthane, une ressource d'énergie renouvelable, qui est acheminée par des canalisations à partir d'un site d'enfouissement située à proximité. Depuis 2010, TEP a alimenté l'unité 4 de Sundt au charbon et au gaz naturel, selon la ressource qui est la plus économique. En 2013, TEP a alimenté l'unité 4 de Sundt au moyen de ses stocks de charbon. TEP ne s'attend pas à éprouver des difficultés pour le repérage de sources d'approvisionnement en charbon destiné à l'unité 4 de Sundt à l'avenir, dans la mesure où le charbon est utilisé comme combustible pour cette unité.

TEP détient également une participation dans des installations de production alimentées au charbon qui sont détenues en propriété conjointe à la centrale Four Corners (« Four Corners »), à la centrale Navajo (« Navajo ») et à la centrale San Juan (« San Juan »). Four Corners, qui est exploitée par Arizona Public Service (« APS ») et San Juan, qui est exploitée par la Public Service Company du Nouveau Mexique (« PNM »), sont des centrales situées à l'entrée de la mine, à côté des réserves de charbon qui y sont utilisées. Navajo, qui est exploitée par SRP, obtient son approvisionnement en charbon d'une mine de charbon située à proximité, qui le lui livre

au moyen d'un réseau ferroviaire spécial. L'approvisionnement en charbon utilisé à Four Corners, à Navajo et à San Juan est assujéti à des contrats à long terme qu'administrent les responsables de l'exploitation. TEP prévoit que les réserves de charbon à la portée de ces trois installations de production détenues en propriété conjointe seront suffisantes pour le reste de la durée utile actuellement prévue de ces centrales. Voir les rubriques « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Règles relatives au brouillard régional » et « Facteurs de risque – Facteurs de risque liés aux activités et exploitations de la société et de UNS Energy postérieures à l'acquisition ».

Approvisionnement en gaz naturel

TEP utilise habituellement la production de ses installations alimentées au gaz naturel, en plus de l'énergie tirée de ses installations alimentées au charbon et de l'électricité achetée, pour répondre à la demande de pointe estivale de ses clients de détail et aux besoins locaux de fiabilité. TEP achète du gaz à Southwest Gas Corporation aux termes d'un tarif de détail pour les besoins des turbines à combustion interne de sa centrale North Loop d'une capacité de 95 MW et reçoit un service de distribution aux termes d'un contrat de transport lié à sa centrale DeMoss Petrie, une turbine à combustion interne d'une capacité de 75 MW. TEP achète une capacité à EPNG pour le transport de gaz naturel à partir des Bassins San Juan et permien jusqu'à sa centrale Sundt aux termes d'un contrat qui demeure en vigueur jusqu'en 2018. TEP achète également du gaz à des tiers fournisseurs pour ses centrales Sundt et DeMoss Petrie.

TEP achète à EPNG des services de transport de gaz pour sa centrale Luna (« Luna ») à partir du Bassin permien jusqu'au site de la centrale aux termes d'un contrat qui demeure en vigueur jusqu'en janvier 2017 et qui est assorti d'un droit de premier refus à l'égard de son maintien par la suite. TEP achète du gaz à divers fournisseurs de la région du Bassin permien relativement à sa quote-part de Luna.

Accès au transport

TEP a conclu des arrangements en matière d'accès au transport et d'opérations sur l'électricité avec plus de 120 réseaux ou fournisseurs d'électricité. TEP a également divers projets en cours qui visent à accroître l'accès au marché énergétique de gros régional et à améliorer la fiabilité, la capacité et l'efficacité de ses réseaux de transport et de distribution. En 2012, 1,4 % des revenus d'exploitation de TEP provenaient de ses actifs de transport.

Effectifs

Le 30 septembre 2013, TEP comptait 1 398 salariés, dont environ 49 % étaient représentés par la section locale 1116 de la FIOE. Une nouvelle convention collective a été conclue entre la FIOE et TEP en janvier 2013 et expire en janvier 2016.

UNS Gas

UNS Gas est une société réglementée de distribution de gaz qui sert environ 149 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino et de Navajo, dans le nord de l'Arizona, ainsi que dans le comté de Santa Cruz, dans le sud de l'Arizona. Ces comtés, dont la population combinée s'élève à environ 700 000 personnes, couvrent environ 50 % du territoire de l'État de l'Arizona. UNS Gas comptait pour environ 7 % du total de l'actif de UNS Energy au 30 septembre 2013 et environ 8 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013.

La clientèle de UNS Gas est principalement constituée de clients résidentiels, et ceux-ci ont représenté environ 58 % des revenus totaux de UNS Gas en 2012. Le taux de croissance annuel de la clientèle de détail de UNS Gas a été inférieur à 1 % de 2010 à 2012. UNS Gas enregistre habituellement une demande de pointe durant les mois d'hiver, lorsque les températures plus froides entraînent une demande liée au chauffage. Par conséquent, UNS Gas enregistre habituellement la plus grande partie de son revenu net au premier et au quatrième trimestres.

Approvisionnement en gaz et transport

UNS Gas gère directement ses contrats d'approvisionnement en gaz et de transport. Le prix du gaz sur le marché varie selon la période durant laquelle l'achat est effectué et est tributaire des conditions météorologiques, des problèmes d'approvisionnement, de l'économie et d'autres facteurs. UNS Gas effectue des opérations de couverture à l'égard des prix de son approvisionnement en gaz naturel en concluant des contrats à terme de gré à gré à prix fixe et des swaps financiers à divers moments au cours de l'année afin d'assurer une meilleure stabilité des prix pour sa clientèle. Ces achats et ces opérations de couverture sont conclues jusqu'à trois ans d'avance dans le but de couvrir au moins 45 % de la consommation de gaz mensuelle prévue et d'établir des prix fixes avant le début de chaque mois.

UNS Gas achète la plus grande partie du gaz qu'elle distribue dans le Bassin San Juan. Ce gaz lui est livré par les réseaux de gazoducs interétatiques d'EPNG et de Transwestern Pipeline Company (« Transwestern ») aux termes de contrats de transport ferme, leur capacité combinée étant suffisante pour répondre à la demande des clients de UNS Gas.

La capacité quotidienne moyenne à laquelle UNS Gas a droit auprès de EPNG s'établit à environ 655 000 unités thermiques par jour, et la moyenne s'établit à 1 095 000 unités thermiques par jour durant la saison d'hiver (novembre à mars) aux fins de ses territoires de desserte du nord et du sud de l'Arizona. Les droits de UNS Gas visent une capacité de 250 000 unités thermiques par jour dans les canalisations latérales de San Juan et les canalisations principales du gazoduc de Transwestern. Le gazoduc de Transwestern livre principalement du gaz à la partie du réseau de distribution de UNS Gas qui sert les clients à Flagstaff et à Kingman, ainsi qu'à la centrale Griffith, dans le comté de Mohave.

UNS Gas a conclu un contrat distinct avec Transwestern à l'égard de droits à une capacité de transport sur les canalisations d'extension latérale Phoenix qui expire en 2024. La capacité quotidienne moyenne à laquelle UNS Gas a droit sur cette canalisation s'établit à 126 100 unités thermiques, et la moyenne est de 221 900 unités thermiques par jour durant la saison d'hiver.

Effectif

Le 30 septembre 2013, UNS Gas comptait 183 membres du personnel, dont 107 étaient représentés par la section locale 1116 de la FIOE et cinq étaient représentés par la section locale 387 de la FIOE. Les conventions conclues avec ces deux sections locales expirent en juin 2015 et en février 2014, respectivement. Les négociations à l'égard d'une nouvelle convention collective avec la section locale 387 de la FIOE devraient débuter en janvier 2014.

UNS Electric

UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui sert environ 93 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona au 30 septembre 2013. La population de ces comtés s'établit à environ 250 000 personnes. UNS Electric comptait pour environ 9 % du total de l'actif de UNS Energy au 30 septembre 2013 et pour environ 11 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013.

La clientèle de UNS Electric est composée principalement de clients résidentiels et de quelques clients commerciaux et industriels. La demande de pointe à laquelle UNS Electric a répondu en 2012 était de 437 MW. Le taux de croissance annuel de la clientèle de détail de UNS Electric a été inférieur à 1 % de 2010 à 2012. UNS Electric comptabilise généralement la plus grande partie de son revenu net au cours des deuxième et troisième trimestres, lorsque le temps chaud entraîne une augmentation de la consommation d'énergie.

Approvisionnement en électricité et transport

UNS Electric fait principalement appel à un portefeuille d'achat à long terme, à moyen terme et à court terme pour répondre aux besoins de charge de ses clients. En outre, UNS Electric dispose de ressources de production qui, en 2012, ont comblé 152 MW ou 35 % de sa demande de pointe en 2012.

Ressources de production

UNS Electric est propriétaire et exploitante de la centrale Black Mountain (« BMGS »), une centrale alimentée au gaz d'une capacité de 90 MW située à proximité de Kingman, en Arizona. En juillet 2011, UNS Electric a fait l'acquisition de BMGS auprès de la filiale de UNS Energy UniSource Energy Development Company. UNS Gas achète du gaz naturel et le transporte jusqu'à BMGS pour les besoins de UNS Electric aux termes de contrats de transport et de vente de gaz naturel à long terme.

UNS Electric est également propriétaire et exploitante de la centrale Valencia (« Valencia ») qui est située à Nogales, en Arizona. Valencia comprend quatre unités de turbine à combustion alimentées au gaz et au diesel et fournit des ressources de pointe d'environ 62 MW. Les installations de Valencia sont directement interconnectées avec le réseau de distribution qui sert la ville de Nogales et les régions environnantes.

De plus, si l'achat de Gila River est effectivement mené à terme, UNS Electric recevra sa quote-part de l'électricité produite chaque année à cette installation.

Ressources en énergie renouvelable

UNS Electric s'est engagée à acheter la production d'installations combinant un parc éolien et une centrale solaire situés à proximité de Kingman, cette production étant constituée d'énergie éolienne pour 10 MW et d'énergie solaire pour 0,5 MW. L'excédent du coût de l'énergie achetée aux termes de la CAE d'une durée de 20 ans sur le prix du marché sera récupéré au moyen du supplément prévu pour la norme relative à l'énergie renouvelable (la « NER »). Voir la rubrique « L'entreprise acquise – Tarifs et réglementation – Norme relative à l'énergie renouvelable et tarif ». UNS Electric a également investi 6 millions de dollars américains en 2012 dans les installations solaires PV lui appartenant et projettent d'effectuer des investissements annuels similaires dans le secteur de l'énergie solaire dans un proche avenir.

Transport

UNS Electric importe l'électricité produite à BMGS dans ses territoires de desserte des comtés de Mohave et de Santa Cruz à l'aide des lignes de transport de la Western Area Power Administration (« WAPA »). Les contrats de service de transport que UNS Electric a conclus avec WAPA à l'égard de cette capacité de transport expirent en juin 2016. UNS Electric est en voie de porter à 138 kV la puissance de sa ligne de transport à 115 kV qui dessert actuellement le comté de Santa Cruz afin d'améliorer la fiabilité du service. Cette mise à niveau devrait être achevée d'ici octobre 2014 et fait partie du programme de dépenses en immobilisations actuelles de UNS Electric.

Effectif

Le 30 septembre 2013, UNS Electric comptait 145 membres du personnel, dont 27 étaient représentés par la section locale 387 de la FIOE et 88 étaient représentés par la section locale 769 de la FIOE. La convention existante conclue avec la section locale 387 de la FIOE expire en février 2014, et les négociations à l'égard d'une nouvelle convention collective devrait débuter en janvier 2014. La convention existante conclue avec la section locale 769 expire en juin 2016.

Autres secteurs non réglementés

Les entreprises non réglementées de UNS Energy, qui représentent moins de 1 % du total de l'actif de UNS Energy, comprennent l'exploitation de Millennium et de UniSource Energy Development Company. SES, une filiale en propriété exclusive de Millennium, fournit des services de sous-traitance d'électricité et des services de relevé de compteur en Arizona, ainsi que d'autres services à Springerville. Le 30 septembre 2013, SES comptait 266 membres du personnel, dont 233 étaient représentés par la section 1116 de la FIOE et 20 étaient représentés par la section locale 570 de la FIOE. La convention collective conclue avec la section locale 1116 de la FIOE expire en décembre 2014. La convention collective conclue avec la section locale 570 de la FIOE expire en mai 2016.

Réglementation

L'ACC est un organisme de réglementation qui est régi par la constitution de l'État de l'Arizona et compte cinq commissaires élus. Les commissaires sont élus à l'échelle de cet État pour des mandats décalés de quatre ans, et ne peuvent remplir plus de deux mandats.

L'ACC réglemente une partie des pratiques comptables et des tarifs d'énergie l'emplacement pour les services publics de TEP, de UNS Gas et de UNS Electric. L'ACC a compétence sur les tarifs exigés des clients de détail, l'emplacement des installations de production et de transport, l'émission de titres et les opérations entre apparentés. L'ACC établit les tarifs des services publics réglementés pour le service d'électricité et de gaz naturel au détail en fonction du coût du service. Les tarifs de vente au détail qu'établit l'ACC sont conçus pour permettre aux entreprises de récupérer les charges d'exploitation admissibles et de gagner un rendement raisonnable sur la base tarifaire. La base tarifaire est généralement établie en fonction du coût d'origine (déduction faite de la dépréciation) des installations de services publics en service et de divers rajustements, notamment au titre des impôts reportés, plus une composante au titre du fonds de roulement. Au fil du temps, les ajouts aux installations de services publics en service augmentent la base tarifaire, tandis que la dépréciation et la mise hors service d'installations de services publics réduisent la base tarifaire. Les tarifs que TEP, UNS Gas et UNS Electric exigent des clients de détail comprennent également des mécanismes de transfert qui permettent à chacune des entreprises de services publics de récupérer les coûts effectivement engagés avec prudence pour le combustible, le transport et les achats d'énergie. La FERC réglemente les modalités et les prix des services de transport et des ventes d'électricité en gros, le transport en gros et les achats de gaz naturel ainsi que des parties des pratiques comptables de TEP, de UNS Gaz et de UNS Electric. En tant que producteurs d'électricité, TEP et UNS Electric ont des tarifs de la FERC pour vendre l'électricité au tarif établi en fonction du marché.

Norme relative à l'énergie renouvelable et tarif

La NER de l'ACC oblige TEP, UNS Electric et d'autres entreprises de services publics visés à accroître leur utilisation d'énergie renouvelable chaque année jusqu'à ce qu'elle représente au moins 15 % de leurs besoins d'énergie au détail annuel totaux en 2025. Les entreprises de services publics visées doivent déposer des plans annuels de mise en œuvre de la NER aux fins d'examen et d'approbation par l'ACC. Les coûts approuvés de mise en œuvre de ces plans sont récupérés auprès des clients de détail au moyen du supplément NER. L'excédent ou l'insuffisance des recouvrements du supplément NER par rapport aux coûts engagés pour la mise en œuvre des plans est reporté et comptabilisé dans les états financiers de l'entreprise de services publics en tant qu'actif ou passif réglementaire. TEP et UNS Electric se sont toutes deux conformées au plan de mise en œuvre de la NER que chacune de ces entreprises de services publics avait déposé auprès de l'ACC jusqu'à maintenant. TEP et UNS Electric prévoient atteindre pour 2013 l'objectif que l'énergie renouvelable représente 4 % des ventes au détail en kWh.

Normes d'efficacité énergétique visant l'électricité et découplage

En août 2010, l'ACC a approuvé de nouvelles normes d'efficacité énergétique visant l'électricité (les « normes EE visant l'électricité ») qui sont conçues de manière à obliger TEP, UNS Electric et d'autres entreprises de services publics d'électricité visées à mettre en œuvre des programmes efficaces sur le plan des coûts afin de réduire la consommation d'énergie des clients. En 2012, les normes EE visant l'électricité visaient des économies totales en kWh de 3 % des ventes au détail en kWh de 2011. Pour 2013, les normes EE visant l'électricité ont pour cible des économies totales en kWh de 5 % des ventes au détail en kWh de 2012. Les cibles prévues par les normes EE visant l'électricité augmentent chaque année par la suite pour représenter une réduction annuelle cumulative ciblée de 22 % des ventes au détail en kWh d'ici 2020. Les programmes que TEP et UNS Electric ont adoptés en 2011 et 2012 pour se conformer aux normes EE visant l'électricité ont permis des économies d'énergie cumulatives au 31 décembre 2012 d'environ 2,5 %, de leurs ventes au détail en kWh de 2011 respectives.

Les programmes de GD nouveaux et existants, les programmes de contrôle direct de la charge et les codes d'efficacité énergétique dans la construction constituent des moyens acceptables aux fins de la conformité aux normes EE visant l'électricité énoncées par l'ACC. Les normes EE visant l'électricité prévoient le recouvrement des coûts engagés pour la mise en œuvre des programmes GD. Les programmes GD et les tarifs exigés des clients à l'égard de ces programmes sont assujettis à un examen annuel et à une approbation par l'ACC.

En 2010, l'ACC a publié une instruction générale aux termes de laquelle elle constatait la nécessité d'adopter un découplage des tarifs ou un autre mécanisme aux fins de la viabilité des normes EE visant l'électricité. Un mécanisme de découplage est conçu comme une mesure d'incitation à la conservation d'énergie au moyen d'une restructuration des tarifs de services publics par laquelle le recouvrement des frais fixes est dissocié du niveau de la consommation d'énergie. L'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013 et l'entente de règlement de septembre 2013 que UNS Electric a conclue avec le personnel de l'ACC et qui a été approuvée par l'ACC le 17 décembre 2013 comprennent des mécanismes de découplage tarifaire. Voir les rubriques « L'entreprise acquise – Tarifs – TEP » et « L'entreprise acquise – Tarifs – UNS Electric ».

Normes d'efficacité énergétique visant le gaz et découplage

En 2010, l'ACC a approuvé les normes d'efficacité énergétique visant le gaz (les « normes EE visant le gaz ») qui sont conçues de manière à obliger UNS Gas et d'autres entreprises de services publics visés à mettre en œuvre des programmes GD efficaces sur le plan des coûts. En 2012, les normes EE visant le gaz ciblaient des économies totales au détail en unités thermiques correspondant à 1,2 % des ventes de 2011; en 2013, les normes EE visant le gaz ciblent des économies totales en unité thermique correspondant à 1,8 % des ventes au détail en unités thermiques pour 2012. Les économies ciblées augmentent chaque année par la suite jusqu'à ce qu'elles atteignent une réduction annuelle cumulative de 6 % des ventes au détail en unités thermiques d'ici 2020. Les programmes de UNS Gas au cours de 2011 et de 2012 ont réalisé des économies d'énergie cumulatives correspondant à environ 0,35 % de ses ventes au détail en unités thermiques pour 2011.

Les programmes GD nouveaux et existants, la technologie relative aux énergies renouvelables qui remplacent le gaz et certains codes d'efficacité énergétique dans le secteur de la construction constituent des moyens acceptables aux fins de la conformité aux normes EE visant le gaz. Les normes EE visant le gaz prévoient le recouvrement des coûts engagés pour la mise en œuvre des programmes GD. Les programmes GD de UNS Gas et les tarifs exigés des clients de détail à l'égard de ces programmes sont assujettis à l'approbation de l'ACC.

Règles de concurrence concernant la vente d'électricité au détail

En 1999, l'ACC a approuvé les règles de concurrence qui prévoyaient un cadre pour l'instauration de la concurrence dans la vente au détail d'électricité en Arizona. Certaines parties des règles de concurrence de l'ACC qui permettaient aux FSE de livrer concurrence sur le marché de détail ont été invalidées par une décision de la Cour d'appel de l'Arizona en 2004. En 2008, l'ACC a entamé une instance administrative concernant les règles de concurrence et, en 2012, quelques sociétés ont déposé des demandes de certificat de commodité et de nécessité (« CCN ») auprès de l'ACC afin de fournir des services concurrentiels de vente d'électricité au détail dans le territoire de desserte de TEP à titre FSE.

En mai 2013, l'ACC a résolu d'entreprendre une instance afin d'étudier la possibilité d'introduire la concurrence pour la vente au détail d'électricité en Arizona. Dans le cadre de la première étape de cette instance, l'ACC sollicitait des observations sur les questions qu'elle soulevait quant aux avantages et aux risques potentiels liés à la concurrence sur le marché de la vente au détail d'électricité pour les clients de l'électricité en Arizona. En juillet 2013, diverses parties, dont TEP et UNS Electric ont déposé des observations. TEP et UNS Electric s'opposent à l'instauration de la concurrence sur le marché de la vente au détail d'électricité en Arizona. Les commentaires en réponse des parties ont été déposés en août 2013. En septembre 2013, l'ACC a résolu de mettre fin à l'instance sur la concurrence concernant la vente au détail, faisant état des défis juridiques et constitutionnels auxquels la concurrence concernant la vente au détail serait assujettie. La décision de l'ACC de mettre fin à son examen de la déréglementation du marché de l'électricité en Arizona témoigne d'une coordination améliorée entre l'ACC, les entreprises de services publics étatiques et les clients industriels et commerciaux, et elle soutient une amélioration des opinions et des notations à l'égard du contexte réglementaire en Arizona. UNS Energy ne peut prédire si l'ACC envisagera d'instaurer la concurrence sur le marché de la vente au détail d'électricité à l'avenir. Voir la rubrique « Facteurs de risque – Facteurs de risque liés aux activités et exploitations de la société et de UNS Energy postérieures à l'acquisition ».

Tarifs

TEP

En juin 2013, l'ACC a rendu l'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013 (l'« ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013 ») qui réglait le dossier tarifaire déposé par TEP en juillet 2012. L'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013 approuvait de nouveaux tarifs pour TEP à compter du 1^{er} juillet 2013. L'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013 approuvait une majoration tarifaire de base hors combustible de 76 millions de dollars US par rapport aux revenus rajustés de 2011, en fonction d'une base tarifaire au coût d'origine (« BTCO ») d'environ 1,5 milliard de dollars US et d'une base tarifaire à la juste valeur (« BTJV ») d'environ 2,3 milliards de dollars US. En outre, l'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013 incluait un mécanisme de recouvrement des coûts fixes perdus (« RCFP ») afin de permettre à TEP de recouvrer les coûts fixes hors combustible perdus US en raison des ventes perdues en kWh à cause des programmes d'efficacité énergétique et de la production distribuée. Cette ordonnance approuvait également des rajustements et des modifications à l'égard du mécanisme de rajustement lié à la conformité environnementale qui permet à TEP de recouvrer les coûts liés à la conformité aux normes environnementales imposées par des organismes gouvernementaux, notamment fédéraux, dans l'intervalle séparant les instances tarifaires.

L'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013 approuvait un taux de rendement des capitaux propres de 10,0 %, un coût de la dette à long terme de 5,18 % et un coût de la dette à court terme de 1,42 %, ce qui donnait un coût du capital moyen pondéré de 7,26 %. La structure du capital autorisé de TEP peut être composée à 43,5 % de capitaux propres, à 56,0 % de dette à long terme et de 0,5 % de dette à court terme. Les dispositions de l'ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013 tiennent également compte de la juste valeur de la base tarifaire de TEP du fait qu'elle approuve un rendement de 0,68 % à l'égard de la différence d'environ 800 millions de dollars US entre la BTCO de TEP et sa BTJV.

UNS Gas

En avril 2012, l'ACC a approuvé une majoration de la base tarifaire de 2,7 millions de dollars US en fonction d'une BTCO de 183 millions de dollars US, ainsi qu'un mécanisme de RCFP permettant à UNS Gas de recouvrer les coûts fixes perdus par suite de l'instauration des normes EE visant le gaz. Ce mécanisme devrait permettre le recouvrement de coûts fixes de moins de 0,1 million de dollars US en 2013, en fonction des ventes au détail perdues estimatives en unités thermiques entre mai et décembre 2012. L'ordonnance tarifaire approuvée par l'ACC est fondée sur un RCP de 9,75 %, une composante des capitaux propres représentés par les actions ordinaires de 50,8 % et une dette à long terme de 49,2 %. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} mai 2012.

En octobre 2013, l'ACC a approuvé une augmentation du crédit existant au titre du rajustement lié au gaz acheté (le « RGA »), le faisant passer de 4,5 cents par unité thermique à 10 cents par unité thermique, afin de réduire le trop-perçu de 17 millions de

dollars US figurant au solde du RGA au 30 septembre 2013. Le nouveau crédit au titre du RGA sera en vigueur durant la période allant du 1^{er} novembre 2013 au 30 avril 2014.

UNS Electric

En décembre 2012, UNS Electric a déposé un dossier tarifaire général auprès de l'ACC qui a été réglé avec le personnel de l'ACC en septembre 2013. L'entente de règlement prévoit une majoration du tarif de base au détail hors combustible d'environ 3 millions de dollars US en fonction d'une BTCO d'environ 213 millions de dollars US et d'une BTJV d'environ 283 millions de dollars US. Les modalités de l'entente de règlement prévoient à l'égard de UNS Electric un rendement des capitaux propres de 9,50 % et un coût de la dette à long terme de 5,97 %, ce qui donne un coût du capital moyen pondéré de 7,83 %, en fonction d'une structure du capital composée à 52,6 % de capitaux propres et à 47,4 % de dette à long terme. En outre, les modalités de l'entente prévoient i) un mécanisme de RCFP qui permet le recouvrement de certains coûts hors combustible liés aux ventes en kWh perdues par suite des programmes d'efficacité énergétique et de la production distribuée et ii) un rajustement lié aux coûts de transport, qui permet un recouvrement en temps utile des coûts de transport associés au service des clients de détail. L'entente de règlement a été approuvée le 17 décembre 2013, et les nouveaux tarifs prendront effet le 1^{er} janvier 2014.

Réglementation environnementale

UNS Energy et son exploitation sont assujetties à la réglementation environnementale des organismes fédéraux, étatiques et locaux. Les installations de production de TEP et de UNS Electric sont principalement réglementées par l'EPA, un organisme fédéral. Les règles et les règlements environnementaux applicables aux États-Unis ont changé considérablement au cours des cinq dernières années, et on prévoit que leur évolution se poursuivra. Cette évolution pourrait nuire à l'exploitation de UNS Energy et de ses filiales de services publics réglementés, leur imposer des restrictions ou accroître les dépenses s'y rapportant.

Exigences rattachées à la Clean Air Act

L'EPA limite les quantités de dioxyde de soufre (« SO₂ »), d'oxyde d'azote (« NO_x »), de particules, de mercure et d'autres émissions que les centrales rejettent dans l'atmosphère aux États-Unis. En conséquence, TEP a dû engager des coûts de construction de 2 millions de dollars US en 2012, de 8 millions de dollars US en 2011 et de 18 millions de dollars US en 2010 pour mettre à niveau ses installations de production afin de les rendre conformes aux exigences environnementales, ce qui comprend la quote-part de TEP dans les coûts associés à l'installation d'un nouvel équipement de lutte contre la pollution à San Juan.

TEP continuera d'engager des coûts liés à la conformité environnementale, et les coûts qu'elle engagera pour se conformer aux modifications futures des lois et des règlements environnementaux fédéraux et étatiques et aux exigences des permis liés à ses centrales pourraient augmenter. La conformité à ces modifications pourrait réduire l'efficacité de l'exploitation. TEP s'attend à recouvrer le coût de la conformité environnementale auprès de ses clients de détail. TEP dispose actuellement d'allocations suffisantes d'émission pour se conformer aux règlements sur le SO₂ concernant les pluies acides,

En vertu de la Clean Air Act, l'EPA est tenue d'élaborer des normes limitant les émissions de polluants atmosphériques dangereux qui reflètent la meilleure technologie de lutte contre la pollution réalisable. En février 2012, l'EPA a publié les Mercury and Air Toxics Standards (les « MATS »), qui sont des règles définitives établissant des limites à l'égard des émissions de mercure et d'autres polluants de l'air dangereux provenant des centrales. On prévoit actuellement que les centrales Navajo, Four Corners et Springerville seront visées par les MATS et que la quote-part de TEP dans les dépenses en immobilisations totales nécessaires pour rendre ces centrales conformes aux MATS devrait s'établir à environ 50 millions de dollars US. La quote-part de TEP dans les frais d'exploitation annuels totaux qui seront nécessaires pour les mises à niveau requises de l'équipement à Navajo, à Four Corners et à Springerville est actuellement estimée à moins de 6 millions de dollars US.

Changements climatiques

En 2007, la Cour suprême des États-Unis a établi, dans l'affaire *Massachusetts, et al v. EPA*, que le dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre (les « GES ») sont des polluants en vertu de la Clean Air Act. En 2009, l'EPA a publié un avis de dangerosité établissant que les GES représentaient un danger pour la santé et le bien-être publics. L'EPA a publié des règlements définitifs sur les GES à l'égard des nouveaux véhicules automobiles en 2010, ce qui a déclenché des exigences de permis pour les centrales en vertu de la Clean Air Act. En date de janvier 2011, les permis liés à la qualité de l'air à l'égard de nouvelles sources, y compris les centrales, et les modifications apportées à des sources existantes comme des centrales doivent inclure une analyse des mesures de contrôle visant les GES. À court terme, en fonction des projets de construction actuels, UNS Energy ne prévoit pas à l'heure actuelle que les nouvelles exigences de permis auront des incidences sur TEP ou UNS Electric. En mars 2012, l'EPA a publié sa norme proposée de

rendement relative aux GES pour les nouvelles sources. TEP ne prévoit pas à l'heure actuelle que cette norme aura des incidences importantes sur ses installations existantes.

En juin 2013, le président des États-Unis Barack Obama a donné pour directives à l'EPA d'aller de l'avant avec la réglementation des émissions de carbone pour les centrales alimentées au combustible fossile, tant nouvelles qu'existantes. En septembre 2013, l'EPA a publié une règle reformulée à l'égard des nouvelles centrales. UNS Energy ne prévoit pas qu'une règle définitive à l'égard des nouvelles sources liées aux centrales alimentées au combustible fossile aura une incidence importante sur l'exploitation. Pour les centrales existantes, le président a ordonné à l'EPA de proposer des normes sur les émissions de carbone d'ici le 1^{er} juin 2014, de mettre ces normes en forme définitive d'ici le 1^{er} juin 2015 et d'exiger que les États soumettent leurs plans de mise en œuvre pour se conformer à ces normes d'ici le 30 juin 2016. UNS Energy collabore avec les organismes de réglementation fédéraux et étatiques afin de promouvoir une souplesse sur le plan de la conformité dans les règles qui touchent les centrales alimentées au combustible fossile existantes. UNS Energy ne peut prédire l'issue définitive de ces questions.

Règles relatives au brouillard régional

Les règles de l'EPA relatives au brouillard régional requièrent un contrôle des émissions au moyen de la meilleure technologie de mise à niveau disponible (les « règles de mise à niveau ») à l'égard de certaines installations industrielles émettant des polluants de l'air qui réduisent la visibilité. Les règles de mise à niveau exigent que tous les états établissent des objectifs et des stratégies de réduction des émissions afin d'améliorer la visibilité dans les parcs nationaux et les régions sauvages. Les états doivent soumettre ces objectifs et ces stratégies à l'EPA aux fins d'approbation. Étant donné que Navajo et Four Corners sont situées dans la réserve indienne Navajo, elles ne sont pas assujetties à la surveillance de l'État. L'EPA supervise directement la planification relative au brouillard régional pour ces centrales.

La conformité aux règles de mise à niveau de l'EPA et à d'autres règles environnementales futures pourrait rendre impossible sur le plan économique la continuation de l'exploitation des centrales Navajo, San Juan et Four Corners ou le maintien de la participation des propriétaires individuels dans ces centrales. TEP ne peut prédire l'issue définitive de ces questions. Voir la rubrique « Facteurs de risque – Facteurs de risque liés aux activités et exploitations de la société et de uns postérieures à l'acquisition ».

Navajo

En janvier 2013, l'EPA a proposé une solution de rechange pour la détermination des règles de mise à niveau à l'égard de la centrale Navajo, qui nécessiterait l'installation de la technologie de la réduction catalytique sélective (« RCS ») sur les trois unités de Navajo d'ici 2023. En juillet 2013, SRP et d'autres parties prenantes incluant les organismes gouvernementaux, des organisations gouvernementales et des représentants tribaux ont soumis une entente à l'EPA qui permettrait de réaliser de meilleures réductions des émissions de NO_x qu'à l'aide de la règle de mise à niveau proposée par l'EPA. En septembre 2013, l'EPA a publié une proposition supplémentaire qui intégrait les dispositions de l'entente, considérée comme une meilleure solution que les règles de mise à niveau.

L'entente prévoit notamment l'arrêt d'une unité à Navajo ou une réduction équivalente des émissions d'ici 2020. L'arrêt d'une unité n'aurait pas d'incidence sur la quantité totale d'énergie provenant de Navajo livrée à TEP. De plus, les participants restants de Navajo seraient tenus d'installer la RCS ou une technologie équivalente sur les deux unités restantes d'ici 2030. Dans le cadre de l'entente, les propriétaires actuels se sont engagés à cesser leur exploitation de la production classique alimentée au charbon à Navajo au plus tard en décembre 2044. La nation Navajo peut en continuer l'exploitation après 2044 à son gré.

Si la technologie RCS est finalement exigée à Navajo, TEP estime que sa quote-part des coûts en capital liés aux modifications requises s'établira à environ 42 millions de dollars US. Également, l'installation de la technologie RCS à Navajo pourrait accroître les émissions de particules de la centrale, ce qui pourrait nécessiter l'installation de dépoussiéreurs à sacs filtrants. TEP estime que sa quote-part des dépenses en immobilisations liées à l'installation de dépoussiéreurs à sacs filtrants s'établirait à environ 43 millions de dollars US. La quote-part de TEP dans les coûts d'exploitation annuels liés aux modifications est estimée à moins de 1 million de dollars US pour chacune des technologies de contrôle (RCS et les dépoussiéreurs à sacs filtrants).

San Juan

En août 2011, l'EPA a publié un plan de mise en œuvre fédéral (le « PMF ») établissant de nouvelles limites d'émission pour les polluants de l'air à San Juan. Ces exigences sont plus rigoureuses que celles que propose l'État du Nouveau-Mexique. Le PMF exige l'installation de la technologie RCS doublée de l'injection de sorbants sur les quatre unités dans un délai de cinq ans afin de réduire les émissions de NO_x et de contrôler les émissions d'acide sulfurique d'ici septembre 2016. TEP estime que sa quote-part des coûts liés à l'installation de la technologie RCS et de l'injection de sorbants à San Juan s'établira entre 180 millions de dollars US et 200 millions

de dollars US. TEP prévoit que sa quote-part des coûts d'exploitation annuels liés à la technologie liés RCS s'établira à environ 6 millions de dollars US.

En 2011, PNM a déposé une demande de révision et un requête de suspension à l'égard du PMF auprès de la Cour d'appel du dixième circuit des États-Unis (la « Cour de circuit »). En outre, PNM a déposé une demande de réexamen de la règle auprès de l'EPA et une demande de suspension de l'application de la règle durant le réexamen de l'EPA et la révision de la Cour de circuit. L'État du Nouveau-Mexique a déposé des requêtes similaires auprès de la Cour de circuit et de l'EPA. Plusieurs groupes environnementaux ont été autorisés à se joindre aux partis qui s'opposaient à la requête de révision de PNM devant la Cour de circuit. En outre, WildEarth Guardians a déposé un appel distinct contre l'EPA afin de contester le calendrier de mise en oeuvre du PMF sur cinq ans. PNM a été autorisée à se joindre aux partis opposés à cet appel. En mars 2012, la Cour de circuit a rejeté la requête de suspension de PNM et de l'État du Nouveau-Mexique. Les plaidoiries orales dans le cadre de l'appel ont été entendues en octobre 2012, et les parties attendent la décision de la Cour de circuit.

En février 2013, l'État du Nouveau-Mexique, l'EPA et PNM ont signé une entente non exécutoire qui décrit une solution de rechange par rapport au PMF. Les modalités de l'entente comprennent la mise hors services des unités 2 et 3 de San Juan d'ici le 31 décembre 2017; le remplacement par PNM de ces unités par des sources de production non alimentées au charbon et l'installation de la technologie de réduction non catalytique sélective (« RNCS ») sur les unités 1 et 4 de San Juan d'ici janvier 2016 ou à une date ultérieure selon le moment des approbations de l'EPA. Le département de l'environnement du Nouveau-Mexique a préparé une révision du plan de mise en oeuvre étatique (le « PME ») concernant le brouillard régional qui intègre les dispositions de l'entente et, en septembre 2013, la commission d'amélioration environnementale du Nouveau-Mexique a approuvé la révision du PME. Cette révision du PME doit maintenant être approuvée de façon définitive par l'EPA.

TEP estime que sa quote-part des coûts liés à l'installation de la technologie RNCS à l'unité 1 de San Juan s'établira à environ 35 millions de dollars US. La quote-part de TEP dans les coûts d'exploitation annuels supplémentaires liés à la RNCS est évaluée à 1 million de dollars. TEP est propriétaire d'une capacité de 340 MW ou de 50 % de la capacité des unités 1 et 2 de San Juan. Au 30 septembre 2013, la valeur comptable de la quote-part de TEP dans l'unité 2 de San Juan s'établissait à 114 millions de dollars US. Si l'unité 2 est mise hors service par anticipation, TEP s'attend à demander l'approbation de l'ACC afin de recouvrer sur une période raisonnable la totalité des coûts associés à la fermeture anticipée de l'unité. TEP évalue diverses sources afin de remplacer la capacité de production qu'elle perdrait si l'unité 2 était mise hors service de façon anticipée. Toute décision concernant la fermeture anticipée et les ressources de remplacement nécessiteront diverses mesures par des tiers ainsi que par le conseil de UNS Energy, de même que des approbations des autorités de réglementation. UNS Energy ne peut prédire l'issue définitive de cette question. Voir la rubrique « Facteurs de risque – Facteurs de risque liés aux activités et exploitations de la société et de UNS Energy postérieures à l'acquisition ».

Si l'EPA n'accepte pas le plan proposé de l'État du Nouveau-Mexique, TEP pourrait commencer à engager des dépenses en immobilisations afin d'installer la technologie RCS sur les unités 1 et 2 de San Juan afin de respecter les délais de conformité aux PFM.

Four Corners

En août 2012, l'EPA a publié la version définitive du PMF relatif au brouillard régional pour Four Corners. Le PMF définitif exige l'installation de la technologie RCS sur les cinq unités d'ici 2017. Toutefois, le PMF comprend un plan de rechange qui permet à APS de fermer les unités 1, 2 et 3 dont elle est entièrement propriétaire et d'installer la technologie RCS sur les unités 4 et 5. Cette solution permet le report de l'installation de la technologie RCS jusqu'en juillet 2018. Dans l'un ou l'autre cas, la quote-part estimative de TEP dans les coûts en capital liés à l'installation de la technologie RCS à Four Corners s'établit à environ 35 millions de dollars US. La quote-part de TEP dans les coûts d'exploitation annuels de la technologie RCS à Four Corners est évaluée à 2 millions de dollars US.

Springerville

Les règlements sur le brouillard régional nécessitant des rénovations pour le contrôle des émissions ne s'appliquent pas à Springerville à l'heure actuelle et n'auront pas d'incidence négative sur l'exploitation de Springerville avant 2018.

Sundt

En juillet 2013, l'EPA a établi que l'unité 4 de Sundt est assujettie aux exigences des règles de mise à niveau. L'EPA a retardé la publication prévue des exigences proposées en regard des règles de mise à niveau pour l'unité 4 de Sundt jusqu'en décembre 2013, et une décision définitive est attendue pour mai 2014. Même si TEP n'est pas d'accord sur l'application des règles de mise à niveau à

l'unité 4 de Sundt, en prévision des exigences proposées de l'EPA aux termes des règles de mise à niveau, TEP a soumis à l'approbation de l'EPA un plan proposant l'élimination du charbon à titre de combustible après décembre 2017.

Résidus de la combustion de charbon

En 2010, l'EPA a proposé une règle afin de régir la manutention et l'élimination des cendres de charbon et d'autres résidus de la combustion du charbon (les « RCC »). L'EPA a proposé de réglementer les RCC soit à titre de déchets solides non dangereux ou de déchets dangereux. L'alternative des déchets dangereux nécessiterait des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation supplémentaires pour le stockage et la manutention aux centrales et le transport vers des lieux d'élimination. Les deux possibilités, c'est-à-dire les déchets dangereux et les déchets solides non dangereux, nécessiteraient des revêtements pour les nouveaux sites d'enfouissement de cendres ou pour l'agrandissement de sites d'enfouissement de cendres existants. Ces règles s'appliqueraient aux RCC que produisent tous les actifs de production alimentés au charbon de TEP. San Juan pourrait également être assujettie à une réglementation distincte que le bureau de la remise en état des exploitations minières en surface et de la mise en application est en voie de rédiger, étant donné qu'elle élimine les RCC dans des fosses de mines à ciel ouvert.

L'EPA n'a pas encore indiqué laquelle de ces possibilités il privilégiait. Chacune de ces options permettrait aux RCC d'être réutilisés ou recyclés à profit à titre de composantes d'autres produits. TEP prévoit actuellement que l'EPA publiera une règle définitive sur l'élimination des RCC en 2014.

TEP a également l'obligation contractuelle de payer une tranche des frais de restauration environnementale engagés aux centrales dans lesquelles elle détient une participation minoritaire et est tenue de verser des frais similaires aux mines de charbon qui approvisionnent ces centrales. Bien que TEP ait comptabilisé la tranche de ses obligations à l'égard des frais de restauration qui peut être établie à l'heure actuelle, les coûts totaux de restauration définitive de ces sites sont inconnus et pourraient être importants. Les coûts associés à la remise en état des exploitations minières sont transférés aux clients de détail de TEP à mesure qu'ils sont engagés.

UNS Gas et UNS Electric

UNS Gas et UNS Electric sont chacune assujetties à la réglementation environnementale sur la qualité de l'air et de l'eau, l'extraction des ressources, l'élimination des déchets et l'utilisation des terres qu'établissent les autorités fédérales, étatiques et locales. Les installations et l'exploitation de UNS Gas et de UNS Electric sont essentiellement conformes aux règlements existants.

Dépenses en immobilisations

Les projections de dépenses en immobilisations pour les filiales de services publics de UNS Energy pour la période allant de 2013 à 2018 totalisent environ 2,3 milliards de dollars US. Ces dépenses en immobilisations estimatives comprennent le capital nécessaire au financement de l'acquisition prévue de Gila River en 2014 et le capital nécessaire aux fins de l'exercice des options d'achat des baux visant l'unité 1 de Springerville en décembre 2014 et en janvier 2015. Voir les rubriques « L'entreprise acquise – TEP – Ressources de production et autres ressources » et « L'entreprise acquise – TEP – Ressources de production future ».

Dépenses en immobilisations totales de 2,3 G \$ pour la période 2013P-2018P



De solides flux de trésorerie d'exploitation devraient offrir de la souplesse pour le financement des projets de dépenses en immobilisations. La plus grande partie des dépenses en immobilisations de UNS Energy devrait être financée en grande partie au

moyen des flux de trésorerie d'exploitation autogénérés et de la dette à long terme émise par les entreprises de services publics de UNS.

La base tarifaire de UNS Energy devrait s'accroître à un TCAC d'environ 7 % jusqu'en 2018 par suite des dépenses en immobilisations liées à la diversification de la production de UNS Energy, y compris l'accroissement de la production tirée de ressources renouvelables, et au respect des réductions obligatoires des émissions qui s'appliquent aux filiales de services publics réglementés. Voir la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale ».

Charges d'exploitation et de maintenance

Les charges EM de base, y compris le coût de la maintenance des installations de production, représentent les dépenses fondamentales liées au maintien de l'entreprise principale de UNS Energy. La direction de UNS Energy a maintenu l'accent sur le contrôle des charges EM de base. Par conséquent, ces charges sont demeurées au même niveau, à environ 270 millions de dollars US par année, pour la période allant de 2009 à 2012. Les charges EM de base estimatives se situent dans la fourchette de 280 millions à 290 millions de dollars US par année pour la période allant de 2013 à 2015, ce qui correspond à un taux d'accroissement annuel moyen de 1,2 % depuis 2009.

Dette en cours

Pour des renseignements sur la situation financière et les résultats de UNS Energy, veuillez vous reporter aux états financiers consolidés audités de UNS Energy, notamment aux bilans consolidés aux 31 décembre 2012 et 2011 et aux états consolidés des résultats et des flux de trésorerie pour les exercices terminés les 31 décembre 2012, 2011 et 2010, ainsi qu'aux états financiers consolidés non audités de UNS Energy pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, qui figurent dans le présent prospectus.

Dette à long terme et obligations résultant de contrats de location-acquisition

La dette à long terme et les obligations de UNS Energy liées aux contrats de location-acquisition au 30 septembre 2013 sont décrites dans le tableau suivant. Fortis prévoit que la totalité de cette dette demeurera en place après l'acquisition.

Dette à long terme	Échéance	Taux d'intérêt	Au 30 septembre 2013 (en millions de dollars US)
UNS Energy :			
Convention de crédit ¹⁾	2016	Variable	52
TEP :			
Obligations exonérées d'impôt à taux variable ²⁾	2014-2016	Variable	215
Obligations non garanties à taux fixe	2020-2040	4,50 % - 6,38 %	609
Billets non garantis	2021-2023	3,85 % - 5,15 %	400
UNS Gas et UNS Electric :			
Billets non garantis de premier rang	2015-2026	5,39 % - 7,10 %	200
UNS Electric :			
Prêt à terme non garanti	2015	Variable	<u>30</u>
Total de la dette à long terme			1 506
Obligations liées aux contrats de location-acquisition ³⁾			<u>299</u>
Total de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition			1 805

1) UNS Energy comptabilise les emprunts aux termes de sa facilité de crédit renouvelable à titre de dette à long terme, étant donné qu'elle a la possibilité et l'intention de laisser le solde de ses emprunts en cours durant au moins les douze prochains mois.

2) TEP détient également en trésorerie des obligations émises par l'Industrial Development Authority du comté d'Apache d'un montant de 150 millions de dollars US qu'elle peut émettre de nouveau ou rembourser à l'avenir. Après le 30 septembre 2013, TEP a fait l'acquisition d'obligations émises par l'Industrial Development Authority du comté d'Apache pour un montant en capital supplémentaire de 100 millions de dollars US. Ces obligations sont soumises à des modalités d'achat obligatoire en 2018 et échoiront en 2032. TEP utilisera le produit de ces obligations pour racheter une série existante d'obligations en cours d'un montant en capital de 100 millions de dollars US.

3) Comprend les obligations à long terme et les obligations à court terme liées aux contrats de location-acquisition à l'égard des participations louées de TEP dans l'unité 1 de Springerville, les installations de manutention du charbon de Springerville et les installations communes de Springerville. En août 2013, TEP a inscrit une augmentation de 39 millions de dollars US en raison des engagements de TEP visant l'achat de droits de tenure à bail en janvier 2015.

Facilités de crédit

UNS Energy maintient une facilité de crédit renouvelable autonome de 125 millions de dollars US (la « facilité de crédit de UNS Energy ») expirant en novembre 2016 qui lui fournit des liquidités engagées en plus de ses soldes de trésorerie. Cette facilité est garantie par un nantissement des actions ordinaires de Millennium, de UniSource Services et de UniSource Energy Development Company. Au 30 septembre 2013, UNS disposait d'un montant d'environ 73 millions de dollars US aux termes de cette facilité renouvelable et d'une trésorerie et d'équivalents de trésorerie de 3 millions de dollars US.

TEP maintient actuellement une facilité de crédit renouvelable de 200 millions de dollars US (la « facilité de crédit de TEP »), qui expire en novembre 2016. En date du 30 septembre 2013, TEP avait emprunté 1 million de dollars US sur sa facilité de crédit renouvelable et disposait d'une trésorerie et d'équivalents de trésorerie de 35 millions de dollars US. Les conventions de crédit de TEP prévoient également une facilité de lettre de crédit de 186 millions de dollars US, qui expire également en novembre 2016, et une facilité de lettre de crédit de 37 millions de dollars US qui expire en 2014 (collectivement, les « facilités LC de TEP »). Les facilités LC de TEP de lettre de crédit sont utilisées aux fins du soutien des obligations à taux variable exonérées d'impôt de TEP.

UNS Gas et UNS Electric partagent une facilité de crédit renouvelable de 100 millions de dollars US (la « facilité de crédit de UNS Electric/UNS Gas ») qui expire également en novembre 2016. Le prélèvement maximum de chacune des entreprises de services publics aux termes de cette facilité est de 70 millions de dollars US, mais le montant emprunté combiné total ne peut excéder 100 millions de dollars US, et chaque entreprise de services publics n'est responsable que de ses propres emprunts. Au 30 septembre 2013, UNS Gas n'avait contracté aucun emprunt aux termes de la facilité de crédit renouvelable et disposait d'une trésorerie et d'équivalents de trésorerie totalisant 27 millions de dollars US, tandis que UNS Electric avait prélevé 23 millions de dollars US sur la facilité de crédit renouvelable et disposait d'une trésorerie et d'équivalents de trésorerie totalisant 4 millions de dollars US.

En août 2011, UNS Electric avait conclu une convention de crédit de prêt à terme à taux variable de 30 millions de dollars US d'une durée de quatre ans (le « prêt à terme de UNS Electric »). Le taux d'intérêt actuellement en vigueur à l'égard de cette facilité est le taux interbancaire offert à Londres (le « TIOL ») à trois mois majoré de 1,125 %. Au même moment, UNS Electric a conclu un swap de taux d'intérêt de 1,125 %. Au même moment, UNS Electric a conclu un swap de taux d'intérêt prévoyant un échange de taux variable contre un taux fixe, aux termes duquel UNS Electric paiera un taux fixe de 0,97 % et touchera le taux TIOL à trois mois sur un montant de référence de 30 millions de dollars US sur une période de quatre ans se terminant en août 2015. Le prêt à terme de UNS Electric est garanti par l'actionnaire direct de UNS Electric, UniSource Energy Services.

La facilité de crédit de UNS Energy, la facilité de crédit de TEP, la facilité de crédit de UNS Electric/UNS Gas et le prêt à terme de UNS Electric renferment des engagements restrictifs comprenant notamment des restrictions quant aux privilèges, aux fusions et aux ventes d'actif. Aux termes de ces conventions, un certain ratio maximum d'endettement ne doit pas être dépassé. Au moment de l'émission d'obligations-recettes de développement industriel 2013, série A le 1^{er} novembre 2013, TEP a conclu une convention avec l'acheteur de ces obligations, STI Institutional & Government Inc., qui prévoit des engagements et des cas de défaut qui sont les mêmes, à tous égards importants, que ceux que prévoient les facilités de crédit de TEP et qui comprend des restrictions sur les fusions et les ventes d'actif, en plus d'obliger TEP à ne pas excéder un ratio d'endettement maximum. Au 30 septembre 2013, UNS Energy et ses filiales se conformaient à tous égards importants aux modalités de leurs conventions de crédit respectives, des facilités LC de TEP et du prêt à terme de UNS Electric.

LA CONVENTION D'ACQUISITION

Une description des modalités importantes de la convention d'acquisition figure ci-dessus. Cette description n'est qu'un sommaire et est assujettie intégralement au texte complet de la convention d'acquisition. Un exemplaire de la convention d'acquisition a été déposé sur le profil de la société sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Ce sommaire n'est pas censé constituer une divulgation de faits ou de circonstances concernant Fortis ou UNS Energy et on ne saurait s'y fier en ce sens.

Prix d'achat

Conformément aux modalités de la convention d'acquisition, Fortis et certaines filiales de Fortis (collectivement, l'« acheteur ») ont convenu d'acquérir UNS Energy moyennant un prix d'achat global d'environ 4,3 milliards de dollars US constitué d'une tranche approximative de 2,5 milliards de dollars US au comptant (le « prix d'achat au comptant ») visant la totalité des actions émises et en circulation de UNS Energy et de la prise en charge de dettes pour environ 1,8 milliard de dollars US à la clôture de l'acquisition.

Déclarations et garanties

Aux termes de la convention d'acquisition, l'acheteur et UNS Energy ont formulé diverses déclarations et garanties. Les déclarations et garanties de UNS Energy portent, notamment, sur l'organisation et le statut de UNS Energy et de ses filiales, la structure du capital, l'autorisation de conclure la convention d'acquisition et de réaliser l'acquisition, l'absence de conflit, les dépôts, les consentements et les approbations exigés, la possession des permis et le respect de toutes les lois applicables, les dépôts auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières, les rapports et les états financiers, la suffisance du contrôle interne et des contrôles à l'égard de l'information, l'absence de passifs non divulgués, l'absence de certains changements ou événements importants depuis le 31 décembre 2012, l'exactitude et l'intégralité de l'information devant être présentée dans la circulaire de sollicitation de procurations de UNS Energy, les régimes de retraite et les avantages sociaux, les questions relatives à la main-d'œuvre et à l'emploi, la divulgation des contrats importants, l'existence de litiges et leur état, les immeubles et les biens meubles, l'environnement, la propriété intellectuelle, les questions fiscales, l'avis quant au caractère équitable du conseiller financier, la suffisance des assurances, le vote nécessaire des actionnaires, la participation de courtiers et les mandats qui leur sont confiés, la réglementation en tant qu'entreprise de services publics, les dépôts auprès des autorités de réglementation, l'inapplicabilité des lois sur les offres publiques d'achat, la divulgation des opérations sur contrats à terme de gré à gré et instruments dérivés, les instances de réglementation et l'absence de droits à la dissidence. Les déclarations et garanties des filiales de la société qui sont parties à la convention d'acquisition portent, notamment, sur l'organisation et le statut de ces filiales, l'autorisation de conclure la convention d'acquisition et de réaliser l'acquisition, l'absence de conflit, les dépôts, les consentements et les approbations requis, l'exactitude et l'intégralité de l'information fournie à UNS Energy aux fins d'inclusion dans sa circulaire de sollicitation de procurations, l'existence de litiges et leur état, la propriété du capital-actions de UNS Energy par la société ou l'une de ses filiales, la disponibilité des fonds nécessaires à la conclusion de l'acquisition, la propriété de la filiale fusionnante et les activités antérieures de cette filiale, l'absence de conventions de gestion et les frais de courtage.

Engagements

UNS Energy et l'acheteur ont pris des engagements concernant la clôture de l'acquisition et des questions connexes. UNS Energy et l'acheteur ont, notamment, convenu de déployer des efforts raisonnables pour prendre toutes les mesures appropriées et faire toutes les choses nécessaires pour conclure l'acquisition et y donner autrement effet, y compris le respect des conditions décrites plus loin sous la rubrique « Conditions de clôture », ainsi que pour obtenir les approbations et consentements gouvernementaux tel qu'il est décrit plus loin sous la rubrique « Conditions de clôture – Approbations et consentements gouvernementaux », notamment effectuer tous les dépôts nécessaires auprès des autorités gouvernementales compétentes, pourvu que l'acheteur ne soit pas tenu de prendre et que UNS Energy s'abstienne de prendre toute mesure, sauf les mesures dont l'acheteur et UNS Energy ont expressément convenu, qui, individuellement ou globalement, seraient raisonnablement susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur UNS Energy ou Fortis, dans chaque cas après l'acquisition. De plus, UNS Energy et l'acheteur se sont engagés à s'abstenir de prendre toute mesure (notamment par l'intermédiaire des membres de leurs groupes respectifs), y compris l'acquisition aux États-Unis d'une société par actions, d'une société de personnes, d'une société à responsabilité limitée ou de toute autre organisation commerciale ou de toute division ou de tout actif de celle-ci ou l'exécution d'un investissement dans ceux-ci, dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle occasionne un important retard dans le respect des conditions de clôture figurant dans la convention d'acquisition ou dans la conclusion de l'acquisition. L'acheteur s'est également engagé dans la convention d'acquisition à indemniser tous les administrateurs, les dirigeants et les membres du personnel, actuels et antérieurs, de UNS Energy et de ses filiales pour une période de six ans à compter de la clôture de l'acquisition dans la mesure de l'indemnisation dont ces personnes bénéficient à la date de la convention d'acquisition et de maintenir aux niveaux antérieurs à l'acquisition certains avantages pour les membres du personnel pour une période de deux ans après la clôture de l'acquisition.

Pendant la période comprise entre la date de la convention d'acquisition et la clôture de l'acquisition, UNS Energy devra i) exercer ses activités seulement dans le cours ordinaire des affaires, ii) respecter en tous points importants les lois, ordonnances et permis applicables; et iii) déployer des efforts raisonnables sur le plan commercial A) pour maintenir des relations satisfaisantes avec les tiers et les entités gouvernementales et B) pour préserver son organisation commerciale, ses dirigeants et les membres de son personnel clés, sauf tel que la convention d'acquisition le permet ou l'exige ou encore tel que la loi, les autorités gouvernementales ou la Bourse NYSE l'exigent, et veillera à ce que ses filiales fassent de même.

La convention d'acquisition contient également des engagements restrictifs spécifiques concernant certaines activités non autorisées de UNS Energy et de ses filiales pendant la période comprise entre la convention d'acquisition et la clôture de l'acquisition. Ces engagements restrictifs prévoient que, sous réserve de certaines exceptions (y compris tel que la convention d'acquisition le permet ou l'exige), UNS Energy et ses filiales s'abstiendront respectivement de prendre certaines mesures sans le consentement préalable écrit de l'acheteur (cette approbation ne pouvant être refusée, retardée ou assujettie à des conditions de façon déraisonnable), y compris ce qui suit : i) modifier ses statuts, règlements ou documents d'organisation équivalents; ii) émettre des titres de participation autrement

qu'en conformité avec les mécanismes existants de rémunération à base de titres; iii) vendre, mettre en gage, transférer ou aliéner des actifs importants; iv) déclarer ou verser des dividendes ou effectuer d'autres distributions (autres que le paiement de dividendes trimestriels réguliers au comptant aux moments auxquels ils ont été versés dans le passé et de la manière selon laquelle ils l'ont été et d'un montant par action ordinaire de UNS Energy d'au plus 0,435 \$ US aux porteurs des actions ordinaires de UNS Energy jusqu'au 31 décembre 2013, inclusivement, et de 0,48 \$ US après cette date, des dividendes intersociétés entre les sociétés de UNS Energy et droits équivalents à des dividendes aux termes de mécanismes de rémunération à base de titres et d'un dividende versé pour la période tampon aux porteurs inscrits au moment de la prise d'effet de l'acquisition, s'il y a lieu); v) acquérir ou racheter ces titres de participation ou en modifier les modalités; vi) procéder à un fusion ou un regroupement avec une autre entité ou procéder à une liquidation, dissolution, restructuration, refonte du capital ou autre réorganisation (ou adopter un plan ou une résolution s'y rapportant); vii) acquérir (y compris en exerçant un droit d'acquisition) ou obtenir le droit d'acquérir (y compris au moyen d'une fusion, d'un regroupement ou de l'acquisition d'actions ou de biens) une participation dans une entité ou des biens, sauf l'acquisition de stocks dans le cours ordinaire des affaires, un acquisition indiquée dans le plan de dépenses en immobilisations divulgué à l'acheteur ou l'acquisition d'actifs pour lesquels la contrepartie n'excède pas une limite spécifiée; viii) contracter une dette, exception faite du refinancement d'une dette existante lorsque cette dette arrive à échéance, selon les modalités du marché, des prélèvements sur des facilités de crédit existantes ou d'emprunts effectués conformément au plan financier de UNS Energy divulgué à l'acheteur; ix) consentir des prêts, des avances ou des contributions en capital à toute personne (autre qu'une filiale en propriété exclusive) ou effectuer des investissements dans une telle personne au-delà d'une limite spécifiée; x) augmenter la rémunération payable aux administrateurs, aux dirigeants ou aux membres du personnel sauf conformément aux exigences de la loi ou dans le cours normal des affaires en conformité avec les pratiques antérieures ou établir ou modifier tout régime de rémunération du personnel ou toute convention collective sauf dans le cours normal des affaires; xi) effectuer ou réviser un choix fiscal important s'avérant incompatible avec la pratique passée; xii) apporter un changement important aux politiques ou aux procédures comptables sauf conformément aux exigences des PCGR des États-Unis; xiii) effectuer ou s'engager à effectuer des dépenses en immobilisations excédant le budget des immobilisations, autrement que tel qu'une autorité gouvernementale l'exige ou par suite d'une urgence; xiv) mettre fin à un permis important et permettre qu'il arrive à échéance; xv) conclure, modifier ou résilier par anticipation un contrat important ou conclure une opération avec un membre du groupe ou payer, céder, acquitter ou régler des réclamations, des passifs ou des obligations importantes ou y renoncer ou en donner quittance sauf dans le cours normal des affaires en conformité avec les pratiques antérieures; xvi) mettre fin à l'emploi de membres du personnel ou introduire un programme ou déployer un effort concernant la fin de l'emploi de membres du personnel (exception faite des renvois de membres du personnel effectués dans le cours ordinaire des affaires); xvii) engager un membre du personnel du niveau de la direction sauf pour remplacer un dirigeant (à l'exclusion du chef de la direction, du chef des finances ou du chef de l'exploitation de UNS Energy) qui quitte volontairement son emploi ou qui fait l'objet d'un renvoi motivé ou mettre fin à l'emploi d'un tel membre du personnel sans qu'il ne s'agisse d'un renvoi justifié; xviii) régler un litige, effectuer une enquête, intenter une procédure ou formuler une autre réclamation au-delà de montants seuils spécifiés ou s'y engager; xix) racheter, acheter, notamment aux fins d'annulation, annuler ou acquérir autrement toute dette sauf dans le cadre d'opérations intersociétés ou comme le permet autrement la convention d'acquisition; xx) changer les politiques de gestion du risque concernant les prix de l'énergie, commercialiser de l'énergie ou conclure des opérations sur marchandises matérielles, des options sur contrats à terme et des instruments dérivés qui ne sont pas autorisés par la politique existante de UNS Energy; xxi) apporter des modifications importantes aux modalités de polices d'assurance; xxii) réduire les prix de l'énergie ou de la capacité vendue en gros sauf dans le cours ordinaire des affaires; xxiii) céder ou concéder sous licence toute propriété intellectuelle importante ou xxiv) conclure tout contrat ou autoriser quiconque à conclure un contrat pour l'accomplissement de l'une ou l'autre des mesures qui précèdent. De plus, à compter de la date de la convention d'acquisition jusqu'au moment de la clôture, UNS Energy et ses filiales devront obtenir le consentement de l'acheteur avant d'entreprendre toute instance tarifaire générale et devront consulter celui-ci avant d'apporter un changement important à leurs tarifs ou frais.

Conditions de clôture

La convention d'acquisition prévoit que l'obligation de l'acheteur ou de UNS Energy de conclure l'acquisition est assujettie au respect de diverses conditions, à chacune desquelles les parties contractantes peuvent renoncer par une mesure conjointe, dont les suivantes;

- i) approbation des actionnaires. UNS Energy doit avoir obtenu l'approbation de la convention d'acquisition et des opérations y étant envisagées, y compris l'acquisition, de la part des porteurs, d'actions ordinaires de UNS Energy représentant une majorité des votes afférents à toutes les actions ordinaires en circulation dont les porteurs sont autorisés à voter à une assemblée dûment convoquée des porteurs d'actions ordinaires de UNS Energy (l'« approbation des actionnaires de UNS Energy »);
- ii) exactitude des déclarations et garanties. Les déclarations et garanties formulées par UNS Energy (sauf comme il est décrit ci-après), sans égard au critère d'importance ou à la restriction d'un effet défavorable important sur la société,

doivent être véridiques et exactes à la date de la convention d'acquisition et à la date de clôture de l'acquisition, sauf lorsque l'absence de véracité et d'exactitude de ces déclarations et garanties, individuellement ou globalement, n'a pas eu et ne serait pas vraisemblablement et raisonnablement susceptible d'avoir un effet défavorable important sur la société. Les déclarations et garanties formulées par UNS Energy à l'égard de sa structure du capital doivent être véridiques et exactes à tous égards (exception faite des inexacitudes minimales) à la date de la convention d'acquisition et à la date de clôture de l'acquisition. Les déclarations et garanties formulées par UNS Energy à l'égard de la capacité de contracter et d'exécuter ses obligations aux termes de la convention d'acquisition et de l'absence de conflit avec les documents organisationnels, sans égard au critère d'importance ou à la restriction d'un effet défavorable important sur la société, doivent être véridiques et exactes à tout égard important à la date de la convention d'acquisition et à la date de clôture de l'acquisition. Les déclarations et garanties formulées par l'acheteur (sauf à l'égard de l'autorisation), sans égard aux critères d'importance, doivent être véridiques et exactes à la date de la convention d'acquisition et à la date de clôture de l'acquisition, sauf lorsque l'absence de véracité et d'exactitude, individuellement ou globalement, ne serait pas raisonnablement susceptible d'empêcher ou de retarder de façon importante la conclusion de l'acquisition ou de nuire de façon importante à la capacité de l'acheteur de conclure l'acquisition. Les déclarations et garanties formulées par l'acheteur à l'égard de l'autorisation de conclure la convention d'acquisition et d'exécuter ses obligations aux termes de celle-ci doivent être véridiques et exactes à la date de la convention d'acquisition et à la date de clôture de l'acquisition.

Au sens de la convention d'acquisition, on entend par « effet défavorable important sur la société » un fait, un changement, un événement, une circonstance, une situation, une éventualité, un effet ou un développement qui nuit de façon importante i) à l'entreprise, aux actifs, au passif, à la situation financière ou aux résultats d'exploitation de UNS Energy ou de ses filiales, considérées comme un tout; ou ii) à la capacité de UNS Energy de conclure l'acquisition ou d'exécuter ses obligations aux termes de la convention d'acquisition en temps utile conformément à la convention d'acquisition, pourvu que certains éléments externes ne constituent pas un effet défavorable important sur la société à moins qu'ils ne se rapportent spécifiquement à UNS Energy et à ses filiales, considérées comme un tout, ou qu'ils n'aient un effet considérablement disproportionné sur celles-ci, comparativement à d'autres entités exerçant leurs activités dans le secteur des services publics du gaz naturel et de l'électricité.

- iii) effet défavorable important. Il ne doit être survenu aucun effet défavorable important sur la société ni changement, événement, situation, éventualité, effet ou développement qui, individuellement ou dans l'ensemble, a eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir un effet défavorable important sur la société;
- iv) exécution des engagements. L'autre partie a exécuté ou respecté en tous points importants toutes les ententes et tous les engagements dont l'exécution ou le respect est exigé par la convention d'acquisition au moment de la date de clôture de l'acquisition ou auparavant;
- v) poursuites judiciaires. Il ne doit y avoir aucune ordonnance ni aucun décret, jugement, injonction ou autre décision ou loi ayant pour effet de rendre illégale la fusion d'une filiale en propriété exclusive indirecte de Fortis par absorption dans UNS Energy ou encore d'interdire autrement la conclusion de l'acquisition;
- vi) approbations et consentements gouvernementaux. Chaque partie a reçu les approbations et les consentements gouvernementaux et réglementaires qu'elle doit obtenir aux termes de la convention d'acquisition. Les approbations réglementaires qui doivent être obtenues avant la clôture de l'acquisition incluent les suivantes :
 - a) la délivrance par l'ACC d'une ordonnance approuvant l'acquisition en vertu du règlement R14-2-801 et suivants du Code administratif de l'Arizona, qui ne contiendra aucune modalité qui aurait pour effet de réduire la contrepartie reçue par les porteurs des actions ordinaires de UNS Energy;
 - b) l'approbation de l'acquisition par la FERC;
 - c) les approbations préalables des transferts de permis par la Federal Communications Commission;
 - d) l'expiration ou la fin de tout délai d'attente applicable, ainsi que de toute prolongation s'y rapportant, en vertu de la loi intitulée *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976*, avec ses modifications; et
 - e) la confirmation écrite de la part du *Committee on Foreign Investment in the United States* (le « CFIUS ») selon laquelle le CFIUS a examiné les renseignements qui lui ont été transmis au sujet de l'acquisition et sur le

fondement de son examen et, s'il y a lieu, de son enquête, a déterminé qu'il n'y avait aucune question non résolue en matière de sécurité nationale en ce qui avait trait à l'acquisition.

Proposition supérieure

Aux termes de la convention d'acquisition, il est interdit à UNS Energy et à ses filiales, ses dirigeants, ses administrateurs, les membres de son personnel et ses représentants, directement ou indirectement, d'encourager ou de faciliter une autre proposition d'acquisition ou une demande de renseignements ou une proposition par une autre personne qui serait raisonnablement susceptible de donner lieu à une autre proposition d'acquisition. Toutefois, si à tout moment avant la réception de l'approbation des actionnaires de UNS Energy, UNS Energy reçoit une proposition d'acquisition écrite faite de bonne foi par un tiers qui, comme son conseil d'administration l'établit de bonne foi, constitue une proposition d'acquisition plus favorable pour UNS Energy que les modalités de l'acquisition ou est raisonnablement susceptible de mener à une telle proposition d'acquisition (une « proposition supérieure »), UNS Energy peut : i) fournir de l'information à l'égard de UNS Energy au tiers qui présente la proposition d'acquisition ou ii) participer à des discussions ou à des négociations avec ce tiers pourvu que le tiers conclue une convention de confidentialité acceptable et que UNS Energy fournisse à l'acheteur toute information mise à la disposition du tiers qui n'a pas été fournie antérieurement à l'acheteur ou mise à sa disposition. Aux termes de la convention d'acquisition, UNS Energy est tenue d'informer l'acheteur, à tout égard important, avec une promptitude raisonnable, de l'état et des modalités de toute proposition d'acquisition et de fournir à l'acheteur, dès qu'elle le peut raisonnablement, des copies des documents écrits décrivant les modalités importantes de cette proposition d'acquisition.

Le conseil d'administration de UNS Energy ne peut retirer sa recommandation ni prendre aucune mesure incompatible avec la recommandation qu'il a faite aux porteurs d'actions ordinaires d'approuver l'acquisition (ce qui, pour plus de précision, comprend l'adoption d'une position neutre à l'égard d'une proposition d'acquisition d'un tiers), à moins que UNS Energy, après avoir reçu une proposition supérieure et avant le retrait de celle-ci, n'ait d'abord donné à l'acheteur un avis écrit indiquant les motifs de la modification de recommandation du conseil de UNS Energy, notamment en incluant les modalités importantes de cette proposition supérieure et en joignant une copie de la version la plus récente de toute convention écrite s'y rapportant, ait négocié de bonne foi avec l'acheteur une modification des modalités de la convention d'acquisition et ait établi que l'omission par le conseil de UNS Energy de modifier sa recommandation constituerait une violation de ses obligations fiduciaires en vertu des lois applicables et que cette proposition supérieure demeure une proposition supérieure, compte tenu des changements des modalités de la convention d'acquisition auxquels l'acheteur a consenti.

En outre, s'il survient un changement, un événement, une situation, une éventualité, un effet ou un développement i) qui est important pour UNS Energy et ses filiales, considérées comme un tout, ii) qui n'a pas trait à une proposition d'acquisition d'un tiers, et iii) qui n'est pas connu du conseil d'administration de UNS Energy à la date de la convention d'acquisition, le conseil d'administration de UNS Energy ne peut apporter une modification à sa recommandation que les porteurs d'actions ordinaires approuvent et adoptent l'acquisition que dans la mesure où le conseil d'administration de UNS Energy établit de bonne foi que l'omission de le faire constituerait une violation de ses obligations fiduciaires en vertu des lois applicables, pourvu toutefois que le conseil d'administration de UNS Energy ait donné à l'acheteur un préavis écrit indiquant les motifs de cette modification, ait négocié de bonne foi avec l'acheteur une modification des modalités de la convention d'acquisition en tenant compte des modifications des modalités de la convention d'acquisition auxquelles l'acheteur a consenti, et que le conseil d'administration de UNS Energy ait établi de bonne foi que son omission de modifier sa recommandation constituerait une violation de ses obligations fiduciaires en vertu des lois applicables.

Résiliation

La convention d'acquisition peut être résiliée par l'acheteur ou par UNS Energy en tout temps avant la clôture dans certaines circonstances, que ce soit avant ou après l'obtention de l'approbation des actionnaires de UNS Energy, dont les suivantes :

- i) le consentement réciproque écrit de l'acheteur et de UNS Energy;
- ii) si la clôture de l'acquisition n'a pas eu lieu d'ici le 11 décembre 2014, à condition, toutefois, que si la seule condition préalable à la clôture qui n'a pas été respectée est l'obtention des approbations réglementaires requises, cette date sera alors automatiquement reportée, sans aucune mesure, au 11 juin 2015 (sous réserve de tout délai d'attente imposé par la loi);
- iii) l'approbation des actionnaires de UNS Energy n'est pas obtenue lors d'un vote des porteurs des actions ordinaires en circulation de UNS Energy autorisés à voter lors d'une assemblée dûment convoquée des actionnaires de UNS Energy;

- iv) si un tribunal compétent ou une autorité gouvernementale prononce une injonction ou une ordonnance finale empêchant ou interdisant de façon permanente l'acquisition;
- v) avant l'obtention de l'approbation des actionnaires de UNS Energy, par a) UNS Energy sur réception d'une proposition d'acquisition qui est jugée, par le conseil d'administration de UNS Energy, être une proposition supérieure, à condition que, notamment, UNS Energy ait négocié par la suite de bonne foi avec l'acheteur dans le but de modifier les modalités de la convention d'acquisition; ou par b) l'acheteur si I) le conseil d'administration de UNS Energy modifie la recommandation qu'il a faite antérieurement aux porteurs d'actions ordinaires d'approuver et d'adopter l'acquisition; ou II) UNS Energy conclut une convention définitive à l'égard d'une proposition supérieure; ou
- vi) si l'autre partie omet de respecter l'un de ses engagements ou l'une de ses ententes ou encore enfreint ses déclarations et garanties et que ce non-respect n'est pas corrigé dans les 30 jours à compter de la réception d'un avis écrit de cette violation et entraîne le non-respect des conditions préalables à la clôture;

Dans l'éventualité où la convention d'acquisition est résiliée par l'acheteur ou par UNS Energy par suite des circonstances décrites au paragraphe v) ci-dessus, UNS Energy sera tenue de verser à l'acheteur une indemnité de résiliation de 63 900 000 \$ US (l'« indemnité de résiliation »).

Dans l'éventualité où la convention d'acquisition est résiliée a) par l'acheteur ou UNS Energy aux termes des paragraphes ii) ou iii) ou par l'acheteur aux termes du paragraphe vi); b) avant la résiliation aux termes du paragraphe ii), l'assemblée des actionnaires de UNS Energy ou une violation ou omission conférant à l'acheteur un droit de résiliation aux termes du paragraphe vi), selon le cas, dans le cas où une proposition d'acquisition par un tiers a été présentée à UNS Energy ou à son conseil d'administration ou annoncée publiquement et non retirée avant la résiliation; et c) UNS Energy conclut une proposition d'acquisition présentée par un tiers ou conclut une convention définitive à l'égard d'une telle proposition d'acquisition dans les douze mois qui suivent cette résiliation, UNS Energy sera tenue de verser à l'acheteur l'indemnité de résiliation, déduction faite des frais et des dépenses versés antérieurement à l'acheteur au moment de la résiliation.

UNS Energy sera tenue de rembourser l'acheteur de l'ensemble des frais et des dépenses engagés ou versés à l'égard de l'acquisition, y compris les frais et les dépenses se rapportant au financement par capitaux propres et titres de créance de l'acheteur ne devant pas excéder 12 500 000 \$ US globalement lorsque la convention d'acquisition est résiliée a) par l'acheteur ou UNS Energy aux termes du paragraphe ii) ou iii) ou par l'acheteur aux termes du paragraphe vi); et b) avant la résiliation aux termes du paragraphe ii), l'assemblée des actionnaires de UNS Energy ou une violation ou omission conférant à l'acheteur un droit de résiliation aux termes du paragraphe vi), selon le cas, lorsqu'une proposition d'acquisition a été présentée par un tiers à UNS Energy ou à son conseil d'administration ou a été annoncée publiquement et non retirée avant la résiliation.

FINANCEMENT DE L'ACQUISITION

L'acquisition sera financée au moyen du produit des facilités de crédit reliées à l'acquisition. Le montant en cours aux termes des facilités de crédit reliées à l'acquisition après la clôture de l'acquisition sera réduit au moyen du produit net du versement final aux termes du placement et du placement privé concomitant. Voir la rubrique « Emploi du produit ».

Facilités de crédit reliées à l'acquisition

Aux fins du financement de l'acquisition, le 11 décembre 2013, Fortis a obtenu une lettre d'engagement de la Banque de Nouvelle-Écosse prévoyant des facilités de crédit à terme non renouvelables d'un montant global de 2,0 milliards de dollars en faveur de Fortis constituées de la facilité de crédit-relais à court terme au montant de 1,7 milliard de dollars qui est remboursable intégralement neuf mois après son décaissement, et une facilité de crédit-relais à moyen terme au montant de 300 millions de dollars qui est remboursable intégralement au deuxième anniversaire de son décaissement. Les facilités de crédit reliées à l'acquisition, ajoutées au montant de 600 millions de dollars que la société s'est engagée à maintenir aux termes de sa facilité renouvelable existante pour couvrir un tiers du montant en capital des débentures dans l'éventualité d'un rachat obligatoire (comme il est décrit sous la rubrique « Modalités du placement – Rachat des débentures »), seraient suffisantes, au besoin, pour financer le tranche au comptant du prix d'achat de l'acquisition.

Au 19 décembre 2013, les facilités de crédit consolidées de la société et de ses filiales s'élevaient à environ 2,7 milliards de dollars (à l'exclusion des facilités de crédit reliées à l'acquisition), dont une tranche de 2,2 milliards de dollars était inutilisée, y compris une tranche inutilisée de 820 millions de dollars aux termes de la facilité renouvelable engagée de 1 milliard de dollars de la société. Fortis (sur une base consolidée) a l'intention d'affecter le produit net du premier versement dans le cadre du placement et du placement privé

concomitant, qui devrait totaliser 563 400 000 \$ dans l'ensemble (dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée) au remboursement des emprunts aux termes de la facilité renouvelable et à d'autres fins générales de l'entreprise, y compris le financement des besoins en capitaux propres des filiales de la société. Fortis (sur une base consolidée) a l'intention d'affecter le produit net du versement final dans le cadre de l'offre et du placement privé concomitant qui devrait totaliser 1 164 600 000 \$ globalement (dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée) au remboursement des emprunts aux termes des facilités de crédit reliées à l'acquisition après la clôture de l'acquisition et à d'autres frais reliés à l'acquisition. Voir la rubrique « Emploi du produit ».

Fortis est tenue d'effectuer des remboursements anticipés des facilités de crédit reliées à l'acquisition d'un montant correspondant au produit net au comptant de tout placement d'actions ordinaires ou d'actions privilégiées ou d'obligations ou d'autres titres de créance qu'effectue Fortis. Le produit net tiré de tout placement de titres de participation sera affecté premièrement au remboursement de la facilité de crédit-relais à court terme et deuxièmement au remboursement de la facilité de crédit-relais à moyen terme. Le produit net tiré de tout placement d'obligations ou d'autres titres de créance, y compris le montant global du versement final payable aux termes du présent placement et du placement privé concomitant, sera affecté premièrement au remboursement de la facilité de crédit-relais à moyen terme et deuxièmement au remboursement de la facilité de crédit-relais à court terme. Fortis prévoit que le reste des emprunts aux termes des facilités de crédit reliées à l'acquisition seront réduits ou remboursés sur le produit d'un ou de plusieurs placements d'actions ordinaires, de titres de créance à long terme, d'actions privilégiées de premier rang ou d'actions privilégiées de deuxième rang ou au moyen de montants provenant d'autres financements par titres de créance afin de rétablir la structure du capital consolidé actuelle de Fortis après l'acquisition.

La convention de crédit aux termes de laquelle les facilités de crédit reliées à l'acquisition seront consenties (la « convention de crédit reliée à l'acquisition ») contiendra certaines options de remboursement anticipé en faveur de Fortis, de même que certaines obligations de remboursement anticipé lors du déclenchement de certains événements. Plus particulièrement, le produit net de tout placement de titres de participation ou de titres de créance par Fortis (autres que certains placements autorisés de titres de participation ou de titres de créance pour des placement stratégiques) devront servir au remboursement anticipé de la facilité de crédit-relais à court terme et de la facilité de crédit-relais à moyen terme, respectivement, et tout remboursement anticipé dans le cadre des facilités de crédit reliées à l'acquisition ne pourra être emprunté de nouveau.

La convention de crédit reliée à l'acquisition contiendra les déclarations et garanties habituelles ainsi que les engagements affirmatifs et négatifs de Fortis qui seront étroitement similaires à ceux de la facilité renouvelable. Dans le cadre de ces engagements, Fortis devra maintenir un ratio de la dette consolidée par rapport à la structure du capital consolidé d'au plus 0,70 pour 1, ce qui s'avère compatible avec la facilité renouvelable.

Fortis doit payer des frais habituels à l'égard des facilités de crédit reliées à l'acquisition et les montants en cours aux termes des facilités de crédit reliées à l'acquisition porteront intérêt aux taux du marché.

Placement privé concomitant

La société et le porteur de débentures vendeur ont conclu des conventions de souscription datées du 11 décembre 2013 (dans chaque cas, une « convention de souscription ») aux termes desquelles les souscripteurs dans le cadre du placement privé achèteront par versements et dans le cadre d'un placement privé, les débentures liées au placement privé à un prix de 1 000 \$ par débenture liée au placement privé, pour un produit brut global revenant au porteur de débentures vendeur de 206 000 000 \$ (le « placement privé concomitant »). La clôture du placement privé concomitant devrait avoir lieu à la date de clôture, qui devrait avoir lieu vers le 9 janvier 2014 ou à toute autre date dont la société, le porteur de débentures vendeur et les preneurs fermes peuvent convenir, mais au plus tard le 20 janvier 2014 et est assujettie à la clôture concomitante du placement. Chaque souscripteur dans le cadre du placement privé touchera des honoraires d'engagement au comptant de 20,00 par tranche de 1 000 \$ du montant global des débentures liées au placement privé souscrites par ce souscripteur dans le cadre du placement privé, payables à la date de clôture. Les débentures liées au placement privé, les reçus de versement représentant ces débentures liées au placement privé et les actions ordinaires devant être émises au moment de la conversion des débentures liées au placement privé seront assujetties à des restrictions de revente pour une période de quatre mois à compter de la clôture du placement privé, conformément aux lois canadiennes en valeurs mobilières applicables. Fortis a demandé l'inscription à la cote de la Bourse TSX des reçus de versement (représentant les débentures liées au placement privé) et des actions ordinaires qui seront émises lors de la conversion des débentures liées au placement privé.

Fortis, le porteur de débentures vendeur et Scotia Capitaux, RBC, VMTD et CIBC ont conclu une convention de placement pour compte datée du 11 décembre 2013 (la « convention de placement pour compte ») aux termes de laquelle Scotia Capitaux, RBC, VMTD et CIBC, collectivement, auront le droit de recevoir une rémunération de placement pour compte de 20,00 \$ par tranche de 1 000 \$ du montant en capital global des débentures liées au placement privé dans le cadre du placement privé concomitant. Cette

rémunération de placement pour compte sera payable à la date du versement final, pourvu que le versement final ait été payé à l'égard de ces débetures liées au placement privé.

Les souscripteurs de débetures aux termes du présent prospectus ne devraient pas se fonder sur le fait que les souscripteurs dans le cadre du placement privé ont décidé de participer au placement privé concomitant et d'effectuer un placement dans les débetures liées au placement privé. Le produit net du premier versement aux termes du placement privé concomitant sera affecté au remboursement des montants en cours aux termes de la facilité renouvelable. Le produit net du versement final aux termes du placement privé concomitant sera affecté à la réduction du montant en cours aux termes des facilités de crédit reliées à l'acquisition après la clôture de l'acquisition. Voir la rubrique « Emploi du produit ». Le prix de souscription des débetures liées au placement privé a été négocié entre la société, le porteur de débetures vendeur et chacun des souscripteurs dans le cadre du placement privé.

STRUCTURE DU CAPITAL

Au moment de la conclusion du placement, de la clôture de l'acquisition et dans l'hypothèse du paiement du versement final et de la conversion des débetures et des débetures liées au placement privé en actions ordinaires, un nombre global de 58,6 millions d'actions ordinaires supplémentaires seront en circulation ou de 66,4 millions d'actions ordinaires supplémentaires si l'option de surallocation est exercée intégralement (dans chaque cas, compte non tenu de la dilution).

Le tableau qui suit présente la structure du capital consolidé de la société au 30 septembre 2013 et sur une base pro forma, dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée, à cette date et compte tenu i) du produit net du placement, établi déduction faite de la rémunération des preneurs fermes et des frais estimatifs du placement après impôts, ii) du produit net du placement privé concomitant, établi déduction faite des honoraires d'engagement, de la rémunération de placement pour compte et des frais estimatifs du placement privé concomitant, iii) des facilités de crédit reliées à l'acquisition devant être prélevées à la clôture de l'acquisition pour financer le solde du prix d'achat, iv) de l'acquisition et de la prise en charge de la dette de UNS Energy, v) de la conversion des débetures et des débetures liées au placement privé en actions ordinaires et vi) des variations des actions ordinaires, de la dette à long terme et des obligations relatives aux contrats de location-acquisition et des obligations financières survenues entre le 1^{er} octobre 2013 et le 19 décembre 2013, inclusivement. Voir les rubriques « Changements dans la structure du capital-actions et du capital d'emprunt » et « Financement de l'acquisition ». Les informations financières présentées ci-dessous ont été préparées selon les PCGR des États-Unis. Voir la rubrique « Table des matières des états financiers ».

	Au 30 septembre 2013 (non audité)	Pro forma Au 30 septembre 2013 (non audité)¹⁾
	(en millions de dollars)	
Total des obligations relatives à la dette et aux contrats de location-acquisition et des obligations financières ²⁾ (déduction faite de l'encaisse)	7 503	10 315
Capitaux propres		
Titres offerts par les présentes ³⁾	–	1 749
Actions ordinaires ⁴⁾	3 760	3 782
Actions privilégiées	1 229	1 229
Surplus d'apport additionnel	16	16
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(101)	(101)
Bénéfices non répartis	1 013	989
Structure du capital total ⁵⁾	<u>13 420</u>	<u>17 979</u>

1) Compte tenu i) du produit net du placement, dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée, établi déduction faite de la rémunération des preneurs fermes et des frais estimatifs du placement après impôts, ii) du produit net du placement privé concomitant, établi déduction faite des honoraires d'engagement, de la rémunération de placement pour compte et des frais estimatifs du placement privé concomitant, iii) des facilités de crédit reliées à l'acquisition devant être prélevées à la clôture de l'acquisition pour financer le solde du prix d'achat, iv) de l'acquisition et de la prise en charge de la dette de UNS Energy et v) des variations des actions ordinaires, de la dette à long terme et des obligations relatives aux contrats de location-acquisition et des obligations financières survenues entre le 1^{er} octobre 2013 et le 19 décembre 2013, inclusivement. Voir la rubrique « Changements dans la structure du capital-actions et du capital d'emprunt ».

2) Y compris les obligations relatives à la dette à long terme et aux contrats de location-acquisition et les obligations financières, dont la tranche échéant à moins d'un an, et les emprunts à court terme.

3) Ne comprend les actions ordinaires devant être émises lors de la conversion des débetures et des débetures liées au placement privé, qui sont incluses dans le nombre indiqué à la ligne « Titres offerts par les présentes ».

4) À l'exclusion de la part des actionnaires sans contrôle.

RATIOS DE COUVERTURE PAR LE BÉNÉFICE

Les besoins de la société liés à l'intérêt à l'égard de la totalité de ses titres de créance en circulation après avoir donné effet à l'émission de débentures à 4,00 % d'un montant en capital de 1,8 milliard de dollars placées aux termes des présentes et aux termes du placement privé concomitant (et au remboursement des montants en cours aux termes de la facilité renouvelable à l'aide du paiement du premier versement) s'élevaient à 459 millions de dollars et à 471 millions de dollars pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012 et pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013, respectivement. Les besoins de la société liés aux dividendes sur toutes ses actions privilégiées de premier rang pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012 et pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013, rajustés à un équivalent avant impôts, s'élevaient à 55 millions de dollars en fonction d'un taux d'impôt sur les bénéfices réel de 14,1 % et à 60 millions de dollars à l'aide d'un taux d'impôt sur les bénéfices réel de 5,0 %, respectivement. Le bénéfice de la société avant l'intérêt et l'impôt sur les bénéfices pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012 et pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2013 s'établissaient à 782 millions de dollars et à 761 millions de dollars, respectivement, ce qui représente 1,52 fois et 1,43 fois, respectivement, les besoins globaux de la société liés aux intérêts et aux dividendes de la société pour ces périodes.

Les ratios de couverture par les bénéfices de la société, calculés sur une base pro forma compte tenu de l'acquisition, y compris la conversion des débentures et des débentures liées au placement privé en actions ordinaires et les facilités de crédit reliées à l'acquisition restant en cours après le paiement du versement final, sont calculés de la façon suivante : i) les besoins de la société liés à l'intérêt à l'égard de la totalité de ses titres de créance s'élevaient à 547 millions de dollars et à 416 millions de dollars pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012 et pour la période de 9 mois close le 30 septembre 2013, respectivement; ii) les besoins de la société liés aux dividendes sur toutes ses actions privilégiées de premier rang pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012 et pour la période de 9 mois close le 30 septembre 2013, rajustés à un équivalent avant impôts, s'élevaient à 57 millions de dollars en fonction d'un taux d'impôt sur les bénéfices réel de 17,2 % et à 48 millions de dollars en fonction d'un taux d'impôt sur les bénéfices réel de 8,7 %, respectivement; et iii) le bénéfice de la société avant l'intérêt et l'impôt sur les bénéfices pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2012 et pour la période de 9 mois close le 30 septembre 2013 s'établissaient à 1 033 millions de dollars et à 799 millions de dollars, respectivement, ce qui correspond à 1,71 fois et à 1,72 fois, respectivement, les besoins globaux de la société liés aux intérêts et aux dividendes pour ces périodes.

CAPITAL-ACTIONS DE FORTIS

Le capital-actions autorisé de la société est constitué d'un nombre illimité d'actions ordinaires, d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang pouvant être émises en séries et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang pouvant être émises en séries, dans chaque cas, sans valeur nominale. En date du 19 décembre 2013, 213 145 372 actions ordinaires, 7 993 500 actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif de série E (les « actions privilégiées de premier rang, série E »), 5 000 000 d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif de série F (les « actions privilégiées de premier rang, série F »), 9 200 000 actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux fixe rétabli sur cinq ans de série G (les « actions privilégiées de premier rang, série G »), 10 000 000 d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux fixe rétabli sur cinq ans de série H (les « actions privilégiées de premier rang, série H »), 8 000 000 d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif de série J (les « actions privilégiées de premier rang, série J ») et 10 000 000 d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif de série K (les « actions privilégiées de premier rang, série K ») étaient émises et en circulation. Les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang, série E, les actions privilégiées de premier rang, série F, les actions privilégiées de premier rang, série G, les actions privilégiées de premier rang, série H, les actions privilégiées de premier rang, série J et les actions privilégiées de premier rang, série K sont inscrites à la cote de la Bourse TSX sous les symboles « FTS », « FST.PR.E », « FTS.PR.F », « FTS.PR.G », « FTS.PR.H », « FTS.PR.J » et « FTS.PR.K », respectivement.

CHANGEMENTS DANS LA STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS ET DU CAPITAL D'EMPRUNT

Le texte suivant décrit les changements survenus dans le capital-actions et le capital d'emprunt de Fortis depuis le 30 septembre 2013 :

- i) Durant la période comprise entre le 1^{er} octobre 2013 et le 19 décembre 2013, inclusivement, Fortis a émis un total de 727 112 actions ordinaires conformément au régime de RRD, au RAAC et au RAAP de la société et lors de l'exercice d'options accordées conformément aux régimes d'options d'achat d'actions de 2006 et de 2002, moyennant une contrepartie totale d'environ 22 millions de dollars.
- ii) Durant la période comprise entre le 1^{er} octobre 2013 et le 19 décembre 2013, inclusivement, la dette à long terme consolidée, les obligations liés aux contrats de location-acquisition et les obligations financières de la société, y compris

les tranches à court terme des emprunts sur la facilité de crédit consentie qui sont classés en tant que dette à long terme, ont augmenté d'environ 81 millions de dollars, surtout en raison des facteurs suivants :

- a) l'émission par la société de billets non garantis de premier rang à 3,84 %, série C échéant le 1^{er} octobre 2023 d'un capital de 285 000 000 \$ US et de billets non garantis de premier rang à 5,08 %, série D échéant le 1^{er} octobre 2043 d'un capital de 40 000 000 \$ US, dont le produit a été affecté au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit engagée; et
 - b) l'émission, par Newfoundland Power, d'obligations de première hypothèque à 4,805 %, 30 ans, d'un capital de 70 000 000 \$, dont le produit a partiellement été affecté au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit; et
 - c) les emprunts tirés sur la facilité de crédit par FortisAlberta pour financer les dépenses en immobilisations et pour les fins générales de l'entreprise.
- iii) Par suite du placement et du placement privé concomitant, après avoir donné effet à l'hypothèse de la conversion des débetures et des débetures liées au placement privé en actions ordinaires, les capitaux propres de la société augmenteront de quelque 1,7 milliard de dollars.

PLACEMENTS ANTÉRIEURS

Le tableau résume les émissions, par la société, d'actions ordinaires et de titres convertibles en actions ordinaires au cours des 12 mois précédant la date du présent prospectus.

<u>Date</u>	<u>Titre</u>	<u>Prix d'émission ou prix</u>	<u>Nombre de titres</u>
		<u>d'exercice moyen</u> <u>pondéré par titre,</u> <u>selon le cas</u>	
1 ^{er} décembre 2012.....	Actions ordinaires – RRD ¹⁾	32,42 \$	493 631
1 ^{er} décembre 2012.....	Actions ordinaires – RAAP ²⁾	33,06 \$	70 016
1 ^{er} décembre 2012.....	Actions ordinaires – RAAC ³⁾	33,06 \$	12 404
Décembre 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	27,12 \$	161 261
Janvier 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	25,08 \$	113 179
Février 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	14,61 \$	73 086
1 ^{er} mars, 2013.....	Actions ordinaires – RRD ¹⁾	32,94 \$	562 571
1 ^{er} mars, 2013.....	Actions ordinaires – RAAP ²⁾	33,58 \$	146 325
1 ^{er} mars, 2013.....	Actions ordinaires – RAAC ³⁾	33,58 \$	8 777
20 mars 2013.....	Émission d'options d'achat d'actions	33,58 \$	807 600
Mars 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	12,81 \$	5 660
Avril 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	17,94 \$	135 132
Mai 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	18,59 \$	43 990
1 ^{er} juin 2013.....	Actions ordinaires – RRD ¹⁾	32,93 \$	483 209
1 ^{er} juin 2013.....	Actions ordinaires – RAAP ²⁾	33,50 \$	70 835
1 ^{er} juin 2013.....	Actions ordinaires – RAAC ³⁾	33,58 \$	7 960
27 juin 2013.....	Actions ordinaires ⁵⁾	32,50 \$	18 500 000
Août 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	19,45 \$	16 400
1 ^{er} septembre 2013.....	Actions ordinaires – RRD ¹⁾	29,58 \$	591 651
1 ^{er} septembre 2013.....	Actions ordinaires – RAAP ²⁾	30,17 \$	75 470
1 ^{er} septembre 2013.....	Actions ordinaires – RAAC ³⁾	30,17 \$	9 928
Septembre 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	22,29 \$	7 740
Octobre 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	22,29 \$	10 000
Novembre 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	28,19 \$	4 000 \$
1 ^{er} décembre 2013.....	Actions ordinaires – RRD ¹⁾	30,75 \$	625 911
1 ^{er} décembre 2013.....	Actions ordinaires – RAAP ²⁾	31,33 \$	76 068
1 ^{er} décembre 2013.....	Actions ordinaires – RAAC ³⁾	31,35 \$	9 133
13 décembre 2013.....	Actions ordinaires – Exercice d'options d'achat d'actions ⁴⁾	18,41 \$	2 000

1) Actions émises conformément au régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») de la société

2) Actions émises conformément au régime d'achat d'actions à l'intention du personnel (« RAAP ») de la société

3) Actions émises conformément au régime d'achat d'actions à l'intention des consommateurs (« RAAC ») de la société

- 4) Actions émises lors de l'exercice d'options accordées conformément au régime d'options d'achat d'actions à l'intention de la direction et aux régimes d'options d'achat d'actions de 2002 et de 2006 de la société
- 5) Actions émises lors de l'échange de 18 500 000 reçus de souscription émis par la société le 27 juin 2012 dans le cadre de l'acquisition de CH Energy Group.

COURS DES TITRES ET VOLUME DES OPÉRATIONS SUR CEUX-CI

Le tableau suivant présente, pour les périodes indiquées, les cours quotidiens extrêmes des actions ordinaires, des actions privilégiées de premier rang, série E, des actions privilégiées de premier rang, série F, des actions privilégiées de premier rang, série G, des actions privilégiées de premier rang, série H, des actions privilégiées de premier rang, série J et des actions privilégiées de premier rang, série K et les volumes globaux des opérations sur ces titres compilés à la Bourse TSX.

	Opérations sur les actions ordinaires					
	Bourse TSX					
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume (#)			
2012						
Décembre.....	34,35	32,83	9 203 571			
2013						
Janvier.....	34,85	33,92	7 028 930			
Février.....	34,89	32,89	8 565 427			
Mars.....	34,29	33,21	9 213 786			
Avril.....	35,08	33,06	9 634 522			
Mai.....	35,14	33,00	11 446 339			
Juin.....	33,32	30,70	13 237 638			
Juillet.....	32,95	31,25	8 084 459			
Août.....	32,45	29,92	8 815 840			
Septembre.....	31,57	29,78	13 894 725			
Octobre.....	32,80	30,76	9 216 065			
Novembre.....	32,84	31,00	9 949 813			
Du 1 ^{er} au 19 décembre.....	31,68	29,51	8 448 469			

	Opérations sur les actions privilégiées de premier rang, série E			Opérations sur les actions privilégiées de premier rang, série F		
	Bourse TSX			Bourse TSX		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume (#)	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume (#)
2012						
Décembre.....	27,33	26,80	25 304	25,96	25,74	46 410
2013						
Janvier.....	27,19	26,64	38 132	26,05	25,80	63 277
Février.....	27,03	26,30	61 519	26,25	25,74	372 278
Mars.....	26,64	26,18	161 461	26,02	25,79	68 561
Avril.....	26,83	26,27	62 483	26,17	25,65	49 615
Mai.....	26,54	25,40	151 923	26,06	25,08	133 510
Juin.....	26,27	25,95	17 127	25,12	22,89	109 880
Juillet.....	26,16	25,90	25 989	24,76	23,28	93 996
Août.....	26,15	25,15	102 324	23,64	21,51	160 433
Septembre.....	26,04	25,80	277 950	24,12	21,67	268 832
Octobre.....	26,16	25,90	142 029	24,77	22,87	112 290
Novembre.....	26,22	25,83	110 659	24,05	23,25	83 563
Du 1 ^{er} au 19 décembre.....	26,25	25,62	140 540	23,51	21,66	206 519

	Opérations sur les actions privilégées de premier, rang série G			Opérations sur les actions privilégées de premier, rang série H		
	<u>Bourse TSX</u>			<u>Bourse TSX</u>		
	<u>Haut</u> (\$)	<u>Bas</u> (\$)	<u>Volume</u> (#)	<u>Haut</u> (\$)	<u>Bas</u> (\$)	<u>Volume</u> (#)
2012						
Décembre.....	24,74	24,05	382 796	25,75	25,40	132 976
2013						
Janvier.....	25,10	24,32	619 282	26,03	25,43	236 790
Février.....	25,31	24,87	462 897	26,25	25,45	232 420
Mars.....	25,38	24,99	231 399	26,38	25,80	293 989
Avril.....	25,39	25,09	166 680	26,26	25,29	166 015
Mai.....	25,78	25,01	233 188	25,92	25,10	142 715
Juin.....	25,12	22,33	141 639	25,46	24,05	169 198
Juillet.....	24,92	24,03	172 482	24,62	22,53	186 298
Août.....	24,05	22,90	152 750	22,98	19,90	266 107
Septembre.....	23,82	23,20	186 736	22,17	20,68	254 009
Octobre.....	24,10	23,35	210 044	22,30	20,12	330 407
Novembre.....	24,19	23,78	166 399	22,38	20,80	447 312
Du 1 ^{er} au 19 décembre.....	24,08	23,76	221 999	21,55	21,00	552 597

	Opérations sur les actions privilégées de premier rang, série J			Opérations sur les actions privilégées de premier rang, série K		
	<u>Bourse TSX</u>			<u>Bourse TSX</u>		
	<u>Haut</u> (\$)	<u>Bas</u> (\$)	<u>Volume</u> (#)	<u>Haut</u> (\$)	<u>Bas</u> (\$)	<u>Volume</u> (#)
2012						
Décembre.....	25,80	25,23	247 752	-	-	-
2013						
Janvier.....	26,09	25,54	455 909	-	-	-
Février.....	26,27	25,56	296 524	-	-	-
Mars.....	26,12	25,60	307 650	-	-	-
Avril.....	26,26	25,85	271 529	-	-	-
Mai.....	26,10	25,52	166 192	-	-	-
Juin.....	25,60	22,31	206 705	-	-	-
Juillet ¹⁾	24,49	22,75	193 041	25,29	24,90	619 484
Août.....	23,58	20,99	239 500	25,25	24,25	216 119
Septembre.....	23,75	21,13	378 127	24,84	24,10	158 746
Octobre.....	23,75	22,33	215 901	24,76	24,20	329 716
Novembre.....	23,59	22,37	252 735	24,78	23,96	137 442
Du 1 ^{er} au 19 décembre.....	22,70	21,24	318 874	24,84	24,05	160 077

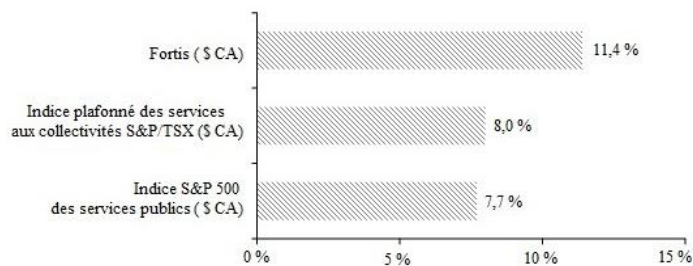
1) Les opérations sur les actions privilégées de premier rang, série K ont commencé le 18 juillet 2013.

POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES

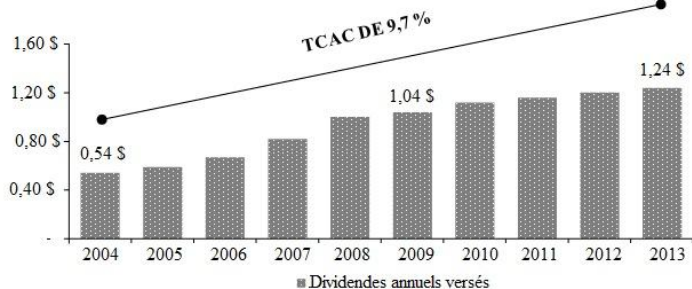
Les dividendes sur les actions ordinaires sont déclarés à la discrétion du conseil d'administration de Fortis (le « conseil d'administration »). La société a déclaré des dividendes au comptant sur ses actions ordinaires au montant de 1,21 \$ en 2012 et de 1,17 \$ en 2011. Le 23 septembre 2013, le conseil d'administration a déclaré un quatrième dividende trimestriel de 0,31 \$ par action ordinaire, qui a été payé le 1^{er} décembre 2013 aux porteurs inscrits le 15 novembre 2013. Fortis a donc versé des dividendes au comptant cumulatifs de 1,24 \$ sur ses actions ordinaires en 2013. Le 9 décembre 2013, le conseil d'administration a déclaré un premier dividende trimestriel de 0,32 \$ par action ordinaire payable le 1^{er} mars 2014 aux porteurs inscrits le 14 février 2014. Fortis a majoré le dividende annuel versé sur ses actions ordinaires pour la 41^e année consécutive.

La croissance du bénéfice et des dividendes de Fortis ont donné des rendements totaux annualisés pour les actionnaires de 11,4 % sur les 10 dernières années. Sur la même période, Fortis a maintenu une croissance du dividende annuel moyenne de 9,7 %.

Rendement total annualisé moyen sur 10 ans
au 30 novembre 2013



Croissance des dividendes annuels



Les dividendes trimestriels réguliers au taux annuel prescrit ont été payés sur toutes les actions privilégiées de premier rang, série E, actions privilégiées de premier rang, série F, actions privilégiées de premier rang, série G, actions privilégiées de premier rang, série H, actions privilégiées de premier rang, série J et actions privilégiées de premier rang, série K, respectivement. Le conseil d'administration a déclaré un quatrième dividende trimestriel sur les actions privilégiées de premier, série E, actions privilégiées de premier rang, série F, actions privilégiées de premier rang, série G, actions privilégiées de premier rang, série H, actions privilégiées de premier rang, série J et actions privilégiées de premier rang, série K le 23 septembre 2013, dans chaque cas conformément au taux annuel applicable prescrit, qui a été payé le 1^{er} décembre 2013 aux porteurs inscrits le 15 novembre 2013. Le 9 décembre 2013, le conseil d'administration a déclaré un premier dividende trimestriel sur les actions privilégiées de premier, série E, actions privilégiées de premier rang, série F, actions privilégiées de premier rang, série G, actions privilégiées de premier rang, série H, actions privilégiées de premier rang, série J et actions privilégiées de premier rang, série K, dans chaque cas conformément au taux annuel applicable prescrit, payable le 1^{er} mars 2014 aux porteurs inscrits le 14 février 2014

DESCRIPTION DES ACTIONS ORDINAIRES

Dividendes

Les dividendes sur les actions ordinaires sont déclarés à la discrétion du conseil d'administration. Les porteurs d'actions ordinaires ont droit à des dividendes proportionnels selon leur déclaration par le conseil d'administration. Sous réserve des droits des porteurs des actions privilégiées de premier rang et des actions privilégiées de deuxième rang, ainsi que de toute autre catégorie d'actions de la société autorisés à recevoir des dividendes en priorité ou à égalité par rapport aux porteurs des actions ordinaires, le conseil d'administration peut déclarer des dividendes sur les actions ordinaires à l'exclusion de toute autre catégorie d'actions de la société.

Liquidation ou dissolution volontaire ou forcée

Lors de la liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de Fortis, les porteurs d'actions ordinaires ont droit de participer également à tout partage des biens de Fortis, sous réserve des droits des porteurs d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang, ainsi que de toute autre catégorie d'actions de la société dont les porteurs sont autorisés à recevoir les biens de la société lors d'un partage en priorité ou à égalité par rapport aux porteurs des actions ordinaires.

Droits de vote

Les porteurs des actions ordinaires ont le droit d'être convoqués et d'assister à toutes les assemblées annuelles et extraordinaires des actionnaires de Fortis, autres que les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions et de voter à l'égard de chaque action ordinaire détenue lors de ces assemblées.

MODALITÉS DU PLACEMENT

Le placement est constitué de débetures représentées par des reçus de versement pour un montant en capital global de 1 594 000 000 \$ au prix de 1 000 \$ par débeture, qui sont vendues par le porteur de débetures vendeur en fonction d'un paiement par versements. Le premier versement de 333 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débetures est payable à la date de clôture. Le versement final de 667 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débetures est payable une fois qu'un avis aura été donné aux porteurs (l'« avis de versement final ») selon lequel i) la société a obtenu toutes les approbations réglementaires et gouvernementales requises

pour la finalisation de l'acquisition et ii) la société et UNS Energy ont respecté toutes les autres conditions en cours préalables à la clôture de l'acquisition, autres que celles qui, de par leur nature, ne peuvent être respectées qu'à la clôture de l'acquisition (collectivement, les « conditions d'approbation »), qui sont détaillées dans la convention d'acquisition, ou y ont renoncé. Cet avis, qui doit être donné au plus tard le 30 juin 2015, fixera une date pour le paiement du versement final (la « date du versement final »), qui tombera au moins 15 jours mais au plus 90 jours après la date de cet avis. Le paiement intégral du versement final doit parvenir au dépositaire au plus tard à 15 h 30 (heure de Toronto) à la date du versement final. Les porteurs devraient prendre des arrangements avec le courtier en valeurs, la société de fiducie ou autre institution financière par l'intermédiaire duquel ils détiennent les reçus de versement pour payer le versement final suffisamment en avance par rapport à la date du versement final pour s'assurer que ce paiement parvient au dépositaire avant cette date limite.

Le porteur de débentures vendeur

Le porteur de débentures vendeur est une filiale en propriété exclusive de Fortis, organisée en vertu de la loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Companies Act* le 19 décembre 2008 et prorogée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* le 6 mars 2013. Le porteur de débentures vendeur acquerra les débentures proposées aux termes du prospectus auprès de Fortis afin de participer au présent placement. Le porteur de débentures vendeur sera également le vendeur des débentures liées au placement privé. Voir la rubrique « Financement de l'acquisition – Placement privé concomitant ».

Si l'option de surallocation est exercée par les preneurs fermes, le porteur de débentures vendeur acquerra les débentures achetées aux termes de l'option de surallocation auprès de Fortis et les vendra aux preneurs fermes selon les modalités énoncées dans la convention de prise ferme.

Reçus de versement

Le texte suivant résume les principales caractéristiques des reçus de versement représentant les débentures, ainsi que les droits et obligations de leurs porteurs. Ce sommaire n'est pas censé être complet et est assujéti intégralement aux modalités de la convention relative aux reçus de versement et à la mise en gage (la « convention relative aux reçus de versement ») devant intervenir à la date de clôture entre la société, le porteur de débentures vendeur, les preneurs fermes et Société de fiducie Computershare du Canada, en tant que dépositaire et mandataire quant à la sûreté (le « dépositaire »). Des exemplaires de la convention relative aux reçus de versement pourront être consultés aux bureaux principaux du dépositaire à Toronto et à Montréal. Un acquéreur éventuel de débentures représentées par des reçus de versement devrait soigneusement examiner la convention relative aux reçus de versement, dont un exemplaire peut être aussi consulté sous le profil de la société sur SEDAR à www.sedar.com.

Les porteurs de reçus de versement seront liés par les modalités de la convention relative aux reçus de versement. La convention relative aux reçus de versement prévoira que le titre légal relatif aux débentures offertes aux présentes sera détenu par le dépositaire après le paiement du premier versement et jusqu'à la date du versement final, pourvu que le versement final ait été entièrement payé au dépositaire pour le compte du porteur de débentures vendeur au plus tard à la date du versement final (et en aucun cas après 15 h 30 (heure de Toronto) à la date du versement final). Les débentures offertes aux présentes seront mises en gage en faveur du porteur de débentures vendeur par les preneurs fermes à la clôture et les certificats matériels représentant les débentures demeureront en la possession du dépositaire, à titre de mandataire quant à la sûreté, pour le compte du porteur de débentures vendeur, sous réserve des modalités de la convention relative aux reçus de versement.

Avant le paiement du versement final, la propriété véritable des débentures sera représentée par les reçus de versement. Un reçu de versement attestera, notamment, le fait que le premier versement a été payé à l'égard de la débenture qu'il représente et le droit de son porteur, sous réserve du respect des dispositions de la convention relative aux reçus de versement, i) de faire libérer la mise en gage des débentures après la date du versement final pourvu que le paiement intégral du versement final à l'égard de cette débenture ait été reçu par le dépositaire au plus tard à cette date ou ii) si les débentures sont rachetées par la société avant le paiement du versement final, de recevoir (après que le dépositaire a payé le versement final au porteur de débentures vendeur pour le compte du porteur) 333 \$ par débenture sous-jacente, plus l'intérêt couru et impayé sur cette débenture jusqu'à la date de rachat, exclusivement. Le porteur d'un reçu de versement est réputé avoir pris en charge l'obligation de payer le versement final au plus tard à la date du versement final et avoir acquis la propriété véritable de la débenture représentée par le reçu de versement sous réserve de la mise en gage de cette débenture qui garantit cette obligation. Le porteur d'un reçu de versement est en outre réputé accepter que la mise en gage précitée demeure en vigueur, le lie et a effet malgré tout transfert du reçu de versement et des droits qu'il atteste ou qui en découlent et malgré toute autre opération se rapportant au reçu de versement.

La société dès que possible après que les conditions d'approbation ont été respectées (mais au plus tard le 30 juin 2015) verra à ce qu'un avis de versement final soit remis aux porteurs des débentures représentées par les reçus de versement i) confirmant que toutes

les conditions d'approbation ont été respectées à la satisfaction de la société, ii) établissant la date du versement final (qui doit tomber au moins 15 jours mais au plus 90 jours après la date à laquelle cet avis est donné pour la première fois) et iii) informant les porteurs de leur capacité d'exercer le privilège de conversion à l'égard des débentures représentées par leurs reçus de versement au moment du paiement du versement final. Voir la rubrique « Débentures – Droits de conversion ». Le porteur de débentures vendeur verra également à la publication d'un communiqué contenant les détails de l'avis de versement final. Le paiement du versement final est requis, peu importe que le porteur reçoive directement ou indirectement l'avis de versement final.

Un porteur d'un reçu de versement aura le droit d'effectuer le paiement, en conformité avec les dispositions de la convention relative aux reçus de versement, du versement final à tout moment après la réception de l'avis de versement final et avant 15 h 30 (heure de Toronto) à la date du versement final. **Un porteur de reçus de versement qui omet de payer intégralement le versement final au plus tard à 15 h 30 (heure de Toronto) à la date du versement final (un « porteur défaillant ») n'aura plus le droit de payer le versement final et tous les droits et privilèges du porteur défaillant décrits à la rubrique « – Droit et privilèges » cesseront immédiatement (à moins que le porteur de débentures vendeur n'y renonce autrement.**

Sous réserve du respect des dispositions de la convention relative aux reçus de versement et du paiement du versement final dans les délais requis, le dépositaire, à la date du versement final ou dès que possible par la suite, libérera la mise en gage des débentures attestées par ces reçus de versement, et ces débentures (ou les actions ordinaires dans lesquelles les débentures peuvent être converties) seront détenues par l'entremise de Services de dépôt et de compensation CDS Inc. (« CDS »), auquel cas le porteur recevra seulement une confirmation de client de l'achat de débentures (ou, si le privilège de conversion est exercé, des actions ordinaires sous-jacentes) de la part de l'adhérent de CDS (au sens donné plus loin) pour le porteur.

Les reçus de versement représentant les débentures sont émis sous forme de titres relevés et doivent être achetés ou transférés par l'entremise d'un adhérent de CDS (un « adhérent de CDS »). La société verra à ce qu'un ou des certificats globaux représentant des reçus de versement nouvellement émis soient remis et immatriculés au nom de CDS ou de son prête-nom. Les droits et les obligations des porteurs de reçus de versement doivent être exercés ou exécutés par le porteur des reçus de versement, et tous les avis, paiements ou autres biens auxquels ces porteurs ont droit ou sont tenus seront effectués ou remis par le porteur de reçus de versement, par l'intermédiaire de CDS ou des adhérents de CDS, conformément aux règles et aux procédures qui s'appliquent à CDS et aux adhérents de CDS. Chaque personne qui acquiert des reçus de versement ne recevra qu'une confirmation de l'adhérent de CDS par l'intermédiaire duquel les reçus de versement représentant des débentures sont acquis conformément aux pratiques et aux procédures de ce courtier inscrit. Les pratiques des adhérents de CDS peuvent varier, mais les confirmations de client sont habituellement émises sans délai après l'exécution d'un ordre de client. CDS est responsable d'établir et de maintenir les inscriptions en compte pour ces adhérents de CDS ayant des participations dans les reçus de versement. Voir la rubrique « Système d'inscription en compte ». **Étant donné que le paiement du versement final sera effectué par les porteurs de reçus de versement par l'intermédiaire de CDS et des adhérents de CDS, il est fortement conseillé aux porteurs de prendre des arrangements avec le courtier en valeurs mobilières, la société de fiducie ou autre institution financière par l'entremise duquel ils détiennent les reçus de versement pour payer leur versement final suffisamment en avance par rapport à la date du versement final pour s'assurer que ce paiement parvient au dépositaire au plus tard à 15 h 30 (heure de Toronto) à la date du versement final.**

Transfert des reçus de versement

La Bourse TSX a approuvé sous condition l'inscription à la cote des reçus de versement (représentant les débentures et les débentures liées au placement privé) et des actions ordinaires qui seront émises lors de la conversion des débentures et des débentures liées au placement privé à la Bourse TSX. L'inscription à la cote est subordonnée à l'obligation, pour Fortis, de remplir toutes les conditions de la Bourse TSX au plus tard le 11 mars 2014. On prévoit que les porteurs pourront transférer leurs reçus de versement par l'entremise des installations de la Bourse TSX jusqu'à la clôture des négociations, le jour de séance qui précède immédiatement la date du versement final, après quoi les opérations sur les reçus de versement cesseront à la Bourse TSX. Au moment d'un transfert de reçus de versement, le cessionnaire fera l'acquisition des droits du cédant, sous réserve de la mise en gage en faveur du porteur de débentures vendeur, et deviendra assujéti aux obligations d'un porteur de reçus de versement aux termes de la convention relative aux reçus de versement, y compris la prise en charge, par le cessionnaire, de l'obligation de payer le versement final au plus tard à la date du versement final. Aucun transfert de reçu de versement après la date du versement final ne sera accepté (sauf si un intermédiaire détient les reçus de versement pour le compte d'un porteur non inscrit et que ce porteur non inscrit a omis de payer le versement final à l'échéance ou encore avec le consentement exprès du porteur de débentures vendeur).

Responsabilité des porteurs de reçus de versement

Conformément à la convention relative aux reçus de versement, les preneurs fermes mettront en gage les débentures achetées par versements en garantie du paiement du versement final. Si le dépositaire ne reçoit pas dûment le paiement du versement final de la

part d'un porteur de reçus de versement à l'échéance, la convention relative aux reçus de versement prévoira (sauf tel qu'il est indiqué plus loin) que toute débenture demeurant alors mise en gage aux termes de la convention relative aux reçus de versement pourra, au gré du porteur de débentures vendeur et sous réserve du respect des lois applicables, être confisquée au bénéfice du porteur de débentures vendeur en règlement intégral des obligations de ce porteur de reçus de versement ainsi garanties. La convention relative aux reçus de versement prévoira de plus que le porteur de débentures vendeur pourra autrement demander au dépositaire de vendre les débentures à l'égard desquelles le paiement du versement final n'a pas été dûment reçu, conformément aux exigences des lois applicables et de la convention relative aux reçus de versement, et de remettre au porteur défaillant des reçus de versement sa quote-part proportionnelle du produit de la vente après en avoir déduit le montant du versement final demeurant impayé, le montant de toute retenue d'impôt applicable et la quote-part du porteur défaillant dans les coûts de la vente (ces coûts ne devant pas excéder 25 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures). **La convention relative aux reçus de versement prévoira que, sauf si les débentures ont été confisquées au bénéfice du porteur de débentures vendeur en règlement intégral de l'obligation d'un porteur défaillant, la disposition précitée ne limitera aucun autre recours à la portée du porteur de débentures vendeur contre ce porteur défaillant du reçu de versement si le produit de cette vente est insuffisant pour couvrir le montant du versement final et les coûts de la vente et en conséquence, ce porteur demeurera responsable d'un tel écart envers le porteur de débentures vendeur dans de telles circonstances.**

Droits et privilèges

Aux termes de la convention relative aux reçus de versement, les porteurs de reçus de versement auront les mêmes droits et privilèges et seront assujettis aux mêmes limitations que les porteurs de débentures. Plus particulièrement, les porteurs de reçus de versement auront le droit, grâce à des arrangements par l'entremise du dépositaire et de la manière prévue dans la convention relative aux reçus de versement, i) de recevoir l'intérêt sur les débentures représentées par les reçus de versement jusqu'à la date du versement final, après quoi le taux d'intérêt payable sur les débentures sera réduit au taux annuel de 0 % et cessera de s'accumuler sur les débentures, ii) de recevoir le montant compensatoire à l'égard des débentures représentées par ceux-ci si la date du versement final tombe avant le premier anniversaire de la date de clôture, pourvu qu'un porteur de débentures représentées par les reçus de versement ait payé le versement final au plus tard à la date du versement final et iii) d'exercer les votes rattachés aux débentures représentées par ces reçus de versement. Si la société émet (y compris lors d'une liquidation ou dissolution volontaire ou forcée) aux porteurs de débentures des titres ou des options, droits ou bons de souscription pour l'achat de titres, ou encore des titres convertibles ou échangeables pour l'acquisition de titres, d'autres biens ou actifs de nature similaire, le dépositaire vendra dès qu'il sera raisonnablement possible de le faire sur le plan commercial, ces titres, options, droits, bons de souscription, titres de créance, biens ou actifs et remettra proportionnellement aux porteurs des reçus de versement le produit d'une telle vente, déduction faite des coûts de disposition du dépositaire, sous réserve des obligations de retenues d'impôt.

Rachat des débentures et annulation des reçus de versement

Si les débentures sont rachetées avant le paiement du versement final et avant la date du versement final (le cas échéant), la société, à l'égard de chaque reçu de versement en circulation à la date de ce rachat, paiera au porteur de débentures vendeur, pour le compte du porteur d'un reçu de versement, un montant correspondant au versement final et paiera le solde majoré de tout intérêt couru et impayé au porteur. Le paiement de ce prix de rachat sera effectué à la date à laquelle la société rachète les débentures.

Modification

Outre les changements qui ne portent pas indûment atteinte aux porteurs de reçus de versement, en tant que groupe (lesquels peuvent être effectués sans le consentement de ces porteurs), la convention relative aux reçus de versement ne pourra être modifiée sans le vote favorable des porteurs de reçus de versement autorisés à recevoir au moins deux tiers du montant en capital des débentures (y compris les débentures liées au placement privé) représentées par les reçus de versement qui sont représentés et qui font l'objet d'un vote lors d'une assemblée dûment convoquée à cette fin ou d'un consentement remis par des actes écrits signés par les porteurs de reçus de versement représentant au moins les deux tiers du montant en capital des débentures (y compris les débentures liées au placement privé).

Généralités

Le dépositaire peut demander aux porteurs de reçus de versement de remettre de temps à autre les renseignements et documents s'avérant nécessaires ou appropriés pour le respect de toute loi ou de tout règlement, notamment fiscal, à l'égard des débentures ou des droits et obligations représentés par les reçus de versement. Le dépositaire ne sera pas responsable des impôts ou taxes, droits, dépenses ou frais gouvernementaux qui sont ou peuvent devenir payables relativement aux débentures ou aux reçus de versement. À cet égard, le dépositaire a le droit de déduire ou de retenir de tout paiement ou de toute autre distribution exigée ou envisagée dans la

convention relative aux reçus de versement le montant d'argent ou les biens appropriés ou encore d'obliger les porteurs de reçus de versement à effectuer les paiements requis, et de retenir la livraison des certificats représentant les débentures jusqu'à ce qu'une provision satisfaisante ait été constituée pour le paiement, en ce qui a trait aux retenues d'impôt des non-résidents canadiens ou aux autres taxes ou impôts, droits ou dépenses ou frais gouvernementaux dont les lois applicables exigent la retenue ou le paiement.

Les porteurs de reçus de versement ne seront pas responsables des frais et des dépenses du dépositaire, sauf pour les taxes et impôts, droits et autres frais gouvernementaux pouvant être payables tel qu'il est décrit ci-dessus.

Système d'inscription en compte

L'inscription de participations dans les reçus de versement et les transferts de ces reçus de versement seront effectués au moyen du système d'inscription en compte de CDS (le « système d'inscription en compte »). Les reçus de versement devront être achetés, transférés et remis par l'entremise d'un adhérent de CDS. Lors de l'achat de reçus de versement représentant des débentures, la société croit comprendre que le porteur de reçus de versement recevra seulement une confirmation du client de la part du courtier inscrit qui est un adhérent de CDS et auquel ou par l'entremise duquel les reçus de versement sont achetés. Dans le présent prospectus, les renvois à un porteur de reçus de versement signifient, sauf si le contexte l'exige autrement, le propriétaire de la participation véritable dans ces reçus de versement.

La capacité d'un propriétaire véritable de reçus de versement de mettre en gage ces reçus de versement ou de prendre une autre mesure se rapportant à la participation de celui-ci dans de tels reçus de versement (autrement que par l'entremise d'un adhérent de CDS) pourra être limitée en raison de l'absence d'un certificat matériel.

Le porteur de débentures vendeur a l'option de mettre fin à l'inscription des reçus de versement au moyen du système d'inscription en compte, auquel cas des certificats pour les reçus de versement sous forme entièrement nominative seraient émis aux porteurs de ces reçus de versement.

Débentures

Le texte suivant résume les principales caractéristiques des débentures. Ce sommaire n'est pas censé être complet et est assujéti intégralement aux modalités de l'acte de fiducie (l'« acte de fiducie ») devant intervenir vers la date de clôture entre la société, en tant qu'émetteur, et Société de fiducie Computershare du Canada, en tant que fiduciaire (à ce titre, le « fiduciaire »). Un acquéreur éventuel de débentures représentées par des reçus de versement devrait étudier soigneusement l'acte de fiducie, dont un exemplaire pourra être consulté sous le profil de la société sur SEDAR, à www.sedar.com, vers la date de clôture.

Les débentures et les débentures liées au placement privé seront émises en faveur du porteur de débentures vendeur à la date de clôture en tant que série initiale aux termes de l'acte de fiducie pour un montant en capital de 1 800 000 000 \$. Si l'option de surallocation est exercée, Fortis émettra des débentures additionnelles de la même série.

Les débentures seront datées du jour de la date de la clôture et écherront à la date d'échéance. Les débentures peuvent être émises en coupures de 1 000 \$ et en multiples intégraux de cette somme et porteront intérêt au taux annuel de 4,00 % par montant en capital de 1 000 \$ des débentures, qui sera payable trimestriellement à terme échu, en versements égaux, le premier jour ouvrable de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année jusqu'à la date du versement final, inclusivement, aux porteurs inscrits à la date de référence pertinente. Le premier paiement d'intérêt sera versé le 3 mars 2014 au montant de 5,5890 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures et inclura l'intérêt payable à compter de la date d'émission, inclusivement. Les paiements d'intérêt trimestriels subséquents seront au montant de 10,00 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures. Un versement d'intérêt final sera effectué à la date du versement final et correspondra à l'intérêt impayé couru à compter de la date du dernier versement d'intérêt trimestriel jusqu'à la date du versement final, inclusivement. Le jour qui suit la date du versement final, le taux d'intérêt payable sur les débentures sera réduit à un taux annuel de 0 %, et l'intérêt cessera de s'accumuler sur les débentures. En fonction d'un premier versement de 333 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures, le rendement annuel réel jusqu'à la date du versement final, inclusivement, s'établit à 12,00 %, et le rendement annuel réel par la suite est de 0 %.

Si la date du versement final tombe en tout temps avant le premier anniversaire de la date de clôture, les porteurs de débentures qui ont payé le versement final au plus tard à la date du versement final auront le droit de recevoir, le jour ouvrable suivant la date du versement final, en plus du paiement de l'intérêt couru et impayé jusqu'à la date du versement final, inclusivement, le montant compensatoire, soit un montant correspondant à l'intérêt qui serait accumulé à compter du jour suivant la date du versement final jusqu'au premier anniversaire, inclusivement, de la date de clôture si les débentures étaient demeurées en circulation et si l'intérêt avait

continué de s'accumuler jusqu'à cette date. Aucun montant compensatoire ne sera payable si la date du versement final tombe à compter de la date du premier anniversaire de la date de clôture.

Les débetures constitueront des obligations directes de Fortis et ne seront garanties par aucune hypothèque ou mise en gage ni aucune autre charge et seront subordonnées aux autres dettes de la société, tel qu'il est décrit sous la rubrique « Subordination ». L'acte de fiducie n'empêche pas la société de contracter des dettes additionnelles pour emprunt d'argent ni d'hypothéquer, de mettre en gage ou de grever ses propriétés en garantie d'une dette.

Paiement à l'échéance

À la date d'échéance, la société remboursera au comptant le montant en capital des débetures non converties en actions ordinaires et demeurant en circulation. La société pourra à son gré et sans préavis respecter l'obligation de payer en totalité ou en partie le montant en capital de ces débetures à l'échéance en remettant le nombre d'actions ordinaires librement négociables correspondant au quotient du montant en capital des débetures pour lesquelles la société exerce ce droit, divisé par 95 % du cours du marché.

Droit de conversion

Au gré du porteur et pourvu que le paiement du versement final ait été effectué, chaque débenture pourra être convertie en actions ordinaires à la date du versement final ou à tout moment par la suite, mais avant le premier des événements suivants : la date à laquelle la société rachète les débetures ou la date d'échéance. Le prix de conversion sera 30,72 \$ par action ordinaire, soit un taux de conversion de 32,5521 actions ordinaires par montant en capital de 1 000 \$ de débetures, sous réserve d'un rajustement dans certains cas. Aucun rajustement ne sera apporté pour les dividendes sur les actions ordinaires qui seront émises à la conversion ni pour l'intérêt couru et impayé, que la société paiera au comptant. Un porteur de débetures qui n'exerce pas son privilège de conversion au moment du paiement du versement final afin de convertir ses débetures en actions ordinaires à la date du versement final détiendra une débenture aux termes de laquelle le paiement d'intérêt est de 0 % et qui peut être rachetée par la société en totalité ou en partie durant tout jour de séance après la date du versement final à un prix correspondant au montant en capital majoré de l'intérêt impayé, s'il en est, qui s'est accumulé jusqu'à la date du versement final, inclusivement.

Sous réserve des dispositions des présentes, l'acte de fiducie prévoira le rajustement du prix de conversion dans certaines circonstances, dont les suivantes : a) la distribution d'actions ordinaires ou de titres convertibles en actions aux porteurs d'actions ordinaires au moyen d'un dividende-actions ou autrement, sauf une émission d'actions ordinaires aux porteurs d'actions ordinaires en circulation qui ont choisi de recevoir des dividendes en actions au lieu de recevoir des dividendes au comptant payés dans le cours ordinaire; b) la division ou le regroupement des actions ordinaires en circulation; c) l'émission de droits ou de bons de souscription à tous les porteurs d'actions ordinaires leur permettant d'acquérir des actions ordinaires ou d'autres titres pouvant être convertis en actions ordinaires à moins que le prix de conversion; d) la distribution, à tous les porteurs d'actions ordinaires, de titres ou de biens (autres que des dividendes au comptant et des dividendes en actions ordinaires) ou e) une offre publique de rachat ou d'échange présentée par la société à l'égard de ses actions ordinaires. Aucun rajustement ne sera apporté au prix de conversion pour tout événement décrit aux présentes si, avec l'approbation préalable des autorités de réglementation et l'approbation de la Bourse TSX, les porteurs de débetures sont autorisés à y participer comme s'ils avaient converti leurs débetures avant la date de cette opération. La société ne sera pas tenue d'apporter des rajustements au prix de conversion, à moins que l'effet de tel rajustement ne change le prix de conversion d'au moins 1 %, sauf que tout rajustement inférieur à 1 % sera reporté prospectivement et pris en compte dans le cadre de tout rajustement subséquent.

Aucune fraction d'action ordinaire ne sera émise lors d'une conversion. La société réglera plutôt cette participation fractionnaire par un paiement au comptant correspondant au prix de conversion de cette participation fractionnaire; toutefois, la société ne sera pas tenue d'effectuer un paiement au comptant de moins de 10,00 \$.

Rachat

La société ne pourra racheter les débetures, sauf qu'elle les rachètera à un prix correspondant à leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé après le premier des événements suivants : i) une notification aux porteurs selon laquelle les conditions d'approbation ne seront pas respectées; ii) la résiliation de la convention d'acquisition; et iii) le 2 juillet 2015 si l'avis de versement final n'a pas été donné au plus tard le 30 juin 2015. Lors de ce rachat, la société versera le produit du rachat au dépositaire pour le compte des porteurs. Le dépositaire paiera le montant suivant pour chaque montant en capital de 1 000 \$ des débetures : i) 333 \$ majoré de l'intérêt couru et impayé au porteur du reçu de versement; et (ii) 667 \$ au porteur de débetures vendeur pour le porteur de reçus de versement en règlement du versement final. Jusqu'à ce que les débetures aient été rachetées conformément aux modalités précitées ou jusqu'à ce que la date du versement final soit survenue, Fortis s'est engagée, aux termes de la convention relative aux

reçus de versement, à ce que la société maintienne en tout temps la disponibilité aux termes de la facilité renouvelable d'un montant d'au moins 600 000 000 \$ pour couvrir un tiers du montant en capital des débetures dans l'éventualité d'un rachat obligatoire.

De plus, à compter de la date du versement final, i) la société pourra racheter toute débenture non convertie en actions ordinaires à un prix correspondant à son montant en capital majoré de l'intérêt impayé, s'il en est, qui s'est accumulé avant la date du versement final, et ii) la société aura le droit d'acheter des débetures sur le marché libre, par soumission ou par contrat sous seing privé à des prix ne dépassant pas 100 % de leur montant en capital, majoré de l'intérêt couru et impayé et des coûts d'achat.

Subordination

Les débetures constitueront des obligations directes non garanties de Fortis. Le paiement du capital, de l'intérêt et du montant compensatoire, le cas échéant, relatifs à chaque débenture et des autres montants dus à leur égard sera subordonné, quant au droit de paiement, à toutes les dettes actuelles et futures de la société pour i) des fonds empruntés ou recueillis de quelque manière que ce soit (y compris, notamment, au moyen du papier commercial, d'acceptations bancaires, de titres de créance et de toute dette représentée par des obligations, des débetures, des billets ou des instruments similaires), ii) le prix d'achat reporté de biens ou de services ou iii) toutes créances commerciales existant à tout moment et à l'occasion (collectivement, la « dette de premier rang »). Le paiement du capital et de l'intérêt relatif à chaque débenture et de tout autre montant dû à son égard se classera à égalité avec celui d'autres débetures émises aux termes de l'acte de fiducie (y compris les débetures liées au placement privé) peu importe sa date réelle ou les modalités de son émission, et avec toutes les autres dettes non garanties et subordonnées actuelles et futures de Fortis, sauf comme le prescrit la loi.

L'acte de fiducie ne limite pas la capacité de la société de contracter des dettes additionnelles, y compris des dettes se classant avec les débetures, ni d'hypothéquer, de mettre en gage ou de grever autrement ses biens ou de consentir une sûreté s'y rapportant en garantie d'une dette quelconque. L'acte de fiducie prévoit également que la société n'effectuera aucun paiement et les porteurs de débetures n'auront pas le droit de demander un paiement ou une déchéance du terme ou un avantage quelconque, d'intenter des poursuites pour leur recouvrement ou de les recevoir (y compris, notamment, par compensation, regroupement de comptes ou réalisation d'une sûreté ou autrement de quelque manière que ce soit) au titre d'une dette représentée par des débetures i) d'une manière incompatible avec les modalités (telles qu'elles existent à la date d'émission) des débetures, ii) à tout moment lorsqu'un cas de défaut s'est produit à l'égard de la dette de premier rang et se poursuit, à moins que cette dette de premier rang n'ait été remboursée et acquittée intégralement ou que ce cas de défaut n'ait été corrigé ou n'ait fait l'objet d'une renonciation par écrit en conformité avec les dispositions de cette dette de premier rang; ou iii) si le versement de ce paiement ou la prise de cette mesure devait créer, notamment par l'écoulement du temps ou la communication d'un avis, un défaut à l'égard de toute dette de premier rang, à moins que cette dette de premier rang n'ait été réglée intégralement ou que ce versement ou la prise de cette mesure ne crée plus, notamment par l'écoulement du temps ou la communication d'un avis, un défaut ou un cas de défaut à l'égard de la dette de premier rang.

De plus, le fiduciaire peut, à la demande de la société pour le compte des porteurs des débetures, conclure des conventions de subordination contractuelle avec certains prêteurs de la société comportant des modalités sensiblement similaires à ce qui précède.

Cas de défaut

L'acte de fiducie prévoira les cas de défaut suivants :

- a) une omission de paiement à l'échéance du montant en capital ou de la prime, s'il en est, quant aux débetures, lorsque ce montant devient dû et payable, que ce soit à l'échéance, au rachat, à la déchéance du terme ou autrement, et que ce défaut se poursuit durant une période de cinq jours ouvrables;
- b) une omission de paiement de l'intérêt ou du montant compensatoire, le cas échéant, à l'égard des débetures et que ce défaut se poursuit durant une période de 30 jours après la date à laquelle il devient payable;
- c) une omission dans la remise, lorsqu'elles sont dues, de toutes les sommes au comptant et de toutes les actions ordinaires ou de toute autre contrepartie devant être remise au moment de la conversion des débetures et que ce défaut se poursuit durant une période de 30 jours;
- d) une omission de la société de se conformer à l'un de ses autres engagements à l'égard des débetures ou contenus dans l'acte de fiducie pour une période de 30 jours après la réception d'un avis de défaut précisant cette omission;

- e) un défaut de la société ou d'une « filiale importante » (au sens qui lui est donné dans l'acte de fiducie) à l'égard de toute dette (à l'exclusion des montants dus aux porteurs des débentures) lorsque le montant en capital global de cette dette excède le plus élevé de 2 % de la valeur nette consolidée de Fortis à ce moment-là et de 100 000 000 \$ et i) si ce défaut est un défaut de paiement, ce défaut se poursuit pour une période excédant 30 jours; toutefois, si l'obligation de paiement à laquelle le défaut a trait fait l'objet d'une déchéance du terme, ce défaut constituera un cas de défaut immédiatement après cette déchéance du terme et ii) si le défaut n'est pas un défaut de paiement, en conséquence de ce défaut et de l'écoulement du délai de correction pertinent, l'échéance de l'obligation sera avancée, pourvu que, dans chaque cas, si le défaut est corrigé avant la déchéance du terme à l'égard des débentures, le cas de défaut soit réputé avoir été corrigé; et
- f) certains cas de faillite, d'insolvabilité ou de réorganisation touchant la société.

Si un cas de défaut est survenu et se poursuit, le fiduciaire ou les porteurs d'au moins 25 % du montant en capital global des débentures alors en circulation peuvent déclarer le montant en capital des débentures et l'intérêt couru et impayé jusqu'à la date de cette déclaration immédiatement dus et payables. Dans certains cas de faillite ou d'insolvabilité, le montant en capital des débentures, ajouté à l'intérêt couru jusqu'à la survenance de cet événement, deviendra immédiatement dû et payable.

Modification

Les droits des porteurs des débentures peuvent être modifiés. À cette fin, notamment, l'acte de fiducie contiendra certaines dispositions par suite desquelles tous les porteurs des débentures seront liés par les résolutions adoptées lors d'assemblées des porteurs des débentures par vote étant exprimé par les porteurs de débentures pour au moins 66 ⅔ % de leur montant en capital, ou exprimé par des écrits signés par les porteurs des débentures pour au moins 66 ⅔ % du montant en capital des débentures alors en circulation.

Certificats et système d'inscription en compte

L'inscription de participations dans les débentures et les transferts des débentures représentées par les reçus de versement seront effectués seulement au moyen du système d'inscription en compte. Les débentures représentées par les reçus de versement doivent être rachetées, transférées et remises par l'entremise d'un adhérent de CDS. À compter de la date de clôture jusqu'à la date du versement final, les débentures seront émises sous forme d'un certificat entièrement nominatif au nom de Société de fiducie Computershare du Canada, en sa qualité de mandataire quant à la sûreté aux termes de la convention relative aux reçus de versement. Peu après 15 h 30 (heure de Toronto) à la date du versement final, pourvu que le paiement en bonne et due forme du versement final ait été effectué conformément aux modalités de la convention relative aux reçus de versement, le porteur de débentures vendeur verra à ce que le dépositaire remette à CDS i) un certificat global représentant ces débentures non converties en actions ordinaires par l'exercice du droit de conversion et ii) les actions ordinaires émises lors de la conversion de débentures, dans chaque cas pour qu'elles soient immatriculées au nom de CDS ou de son prête-nom. Les débentures seront représentées par un ou plusieurs certificats globaux. Par la suite, l'inscription de participations dans les débentures et les transferts des débentures sera effectuée uniquement par l'entremise du service de dépositaire de CDS, et les transferts d'actions ordinaires seront effectués par voie électronique au moyen de l'inventaire des titres sans certificats administré par la CDS.

Lors de l'achat de toute débenture par l'entremise du système d'inscription en compte, la société croit comprendre que le porteur de débentures recevra seulement une confirmation de client de la part du courtier inscrit qui est un adhérent de CDS et auquel ou par l'entremise duquel les débentures sont achetées. Dans le présent prospectus, les renvois à un porteur de débentures signifient, sauf si le contexte l'exige autrement, le propriétaire de la participation véritable dans ces débentures.

La société aura l'option de mettre fin à l'inscription des débentures au moyen du système d'inscription en compte, auquel cas des certificats pour les débentures sous forme entièrement nominative seraient émis aux porteurs de ces débentures.

EMPLOI DU PRODUIT

Le produit net tiré du placement totalisera 1 528 240 000 \$, déduction faite de la rémunération des preneurs fermes et des frais estimatifs du placement. Si l'option de surallocation est exercée intégralement, le produit net revenant au porteur de débentures vendeur (et à Fortis, sur une base consolidée) totalisera 1 757 776 000 \$.

Le porteur de débentures vendeur a l'intention d'utiliser le produit net du placement et du placement privé concomitant pour effectuer des distributions de 1 528 240 000 \$ et de 197 760 000 \$, respectivement, à la société. Voir la rubrique « Modalités du placement – Le porteur de débentures vendeur ».

Fortis (sur une base consolidée) a l'intention d'affecter le produit net du premier versement aux termes de l'offre et du placement privé concomitant, qui est censé totaliser 563 400 000 \$ (dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée ou 636 238 300 \$ si l'option de surallocation est exercée) dans chaque cas lorsque ce produit est versé à Fortis par le porteur de débentures vendeur, aux fins suivantes : i) au remboursement des emprunts contractés aux termes de la facilité renouvelable, ces emprunts ayant été contractés principalement dans le cadre de la construction de l'Expansion Waneta et du financement de certaines filiales de la société; et ii) à d'autres fins générales de l'entreprise, notamment l'octroi d'un financement aux filiales de services publics réglementés de la société pour les dépenses en immobilisations. Fortis (sur une base consolidée) a l'intention d'utiliser le produit net du versement final aux termes du placement et du placement privé concomitant, qui est censé totaliser 1 164 600 000 \$ (dans l'hypothèse où l'option de surallocation n'est pas exercée ou 1 319 297 700 \$ si l'option de surallocation est exercée) aux fins suivantes : a) le remboursement des emprunts contractés aux termes des facilités de crédit reliées à l'acquisition après la clôture de l'acquisition; et b) aux autres frais reliés à l'acquisition. Voir les rubriques « Financement de l'acquisition », « La convention d'acquisition » et « Modalités du placement ».

MODE DE PLACEMENT

Conformément à une convention de prise ferme intervenue en date du 13 décembre 2013 (la « convention de prise ferme ») entre Fortis, le porteur de débentures vendeur et les preneurs fermes, le porteur de débentures vendeur a convenu de vendre et les preneurs fermes ont convenu d'acheter, pour leur propre compte, à la date de clôture, non moins de la totalité des débentures payables par versements proposées aux présentes au prix de 1 000 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures (le « prix d'offre »). Le prix d'offre est payable au comptant au porteur de débentures vendeur de la manière suivante : le premier versement de 333 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures est payable à la date de clôture sur livraison; et le versement final de 667 \$ par montant en capital de 1 000 \$ de débentures est payable au plus tard à la date du versement final. Voir la rubrique « Modalités du placement – Le porteur de débentures vendeur ».

Les obligations des preneurs fermes aux termes de la convention de prise ferme sont conjointes (mais non solidaires) et ceux-ci ont la faculté de les résoudre dans certaines circonstances, y compris lors du déclenchement de certains événements indiqués. Aux termes de la convention de prise ferme, un preneur ferme peut mettre fin à ses obligations à son gré lors du déclenchement, au plus tard à la date de clôture, de certains événements, notamment les suivants : a) la survenance, l'instauration, l'annonce ou la menace d'une enquête, d'une action, d'une poursuite, d'une investigation ou d'une autre instance (formelle ou informelle) autre qu'une enquête, une action, une poursuite, une investigation ou une autre instance fondée sur les activités alléguées des preneurs fermes, ou la délivrance d'une ordonnance par une autorité gouvernementale, autre qu'une ordonnance reposant sur les activités alléguées des preneurs fermes, ou l'annonce, le changement ou la promulgation d'une loi ou d'un règlement qui, dans chaque cas, de l'avis raisonnable des preneurs fermes (ou de l'un d'eux), devrait selon toute attente empêcher ou restreindre de façon importante les opérations sur les débentures, reçus de versement représentant les débentures, les actions ordinaires sous-jacentes ou tous autres titres de la société ou le placement de l'un ou l'autre de ces titres ou devrait, selon toute attente raisonnable, avoir un effet défavorable important sur le cours ou la valeur des débentures, des reçus de versement représentant les débentures, des actions ordinaires sous-jacentes ou de tous autres titres de la société; b) le développement, la survenance, l'entrée en vigueur ou l'existence d'un événement, d'une mesure, d'un état ou d'une condition d'importance nationale ou internationale, d'actes hostiles ou de l'escalade de ceux-ci ou d'une autre calamité ou crise ou d'un changement ou d'une évolution comportant un changement éventuel de condition politique, financière ou économique nationale ou internationale ou d'une loi, d'une action, d'un règlement ou la survenance d'un autre événement de quelque nature que ce soit et qui, de l'avis raisonnable des preneurs fermes (ou de l'un d'eux) touche ou, selon toute attente, touchera les marchés financiers de façon générale ou l'entreprise, l'exploitation ou les affaires internes de la société ou a ou, selon toute attente, aura un effet défavorable important sur ceux-ci; c) la réalisation d'un changement important (financier ou autre) dans l'entreprise, l'exploitation ou les affaires internes de la société ou tout changement d'un fait important (autre qu'un changement visant uniquement les preneurs fermes), ou les preneurs fermes apprennent un renseignement important non divulgué qui, de l'avis raisonnable des preneurs fermes (ou de l'un d'eux) pourrait, selon toute attente, avoir un effet défavorable important sur le cours ou la valeur des débentures, des reçus de versement représentant les débentures ou de tout autre titre de la société; ou d) la résiliation de la convention d'acquisition avant 8 h (heure de Toronto) à la date de clôture.

Les preneurs fermes sont tenus de prendre livraison de la totalité des débentures représentées par des reçus de versement proposées par les présentes (sauf les débentures représentées par des reçus de versement devant être émises au moment de l'exercice de l'option de surallocation) et d'en payer le prix si l'une d'elles est achetée aux termes de la convention de prise ferme. Si les preneurs fermes prennent livraison d'une de ces débentures, ils doivent prendre livraison des débentures représentées par des reçus de versement proposées par les présentes au plus tard à une date qui tombe au plus 42 jours après la date du visa du prospectus.

Le porteur de débentures vendeur a attribué aux preneurs fermes l'option de surallocation, qui peut être exercée en totalité ou en partie jusqu'à une date qui tombe 30 jours après la date de clôture et aux termes de laquelle les preneurs fermes peuvent acheter des débentures supplémentaires représentées par des reçus de versement correspondant à au plus 15 % du montant en capital global des

débitures représentées par des reçus de versement vendues dans le cadre du placement selon les mêmes modalités que celles qui sont énoncées ci-dessus, afin de couvrir les surallocations, s'il en est. Le présent prospectus autorise l'octroi de l'option de surallocation et l'émission des débitures représentées par des reçus de versement au moment de l'exercice de l'option de surallocation. Un acquéreur qui acquiert des débitures représentées par des reçus de versement faisant partie de la position de surallocation des preneurs fermes acquiert ces débitures aux termes du présent prospectus, que la position soit ou non couverte par l'exercice de l'option de surallocation ou par des acquisitions sur le marché secondaire.

La convention de prise ferme prévoit que les preneurs fermes recevront une rémunération correspondant à 4,00 % du produit brut du placement (40,00 \$ par débenture) en contrepartie de leurs services dans le cadre du placement, dont la moitié est payable à la date de clôture et dont la moitié restante est payable à la date du versement final. En conséquence, lors du paiement lors du versement final et dans l'hypothèse où le paiement du versement final est effectué pour tous les reçus de versement en circulation, le prix d'offre total s'établira à 1 594 000 000 \$, la rémunération des preneurs fermes totalisera 63 760 000 \$ et le produit net revenant au porteur de débitures vendeur atteindra quelque 1 528 240 000 \$, après déduction des frais du placement évalués à 2 000 000 \$, qui seront payés sur les fonds généraux de Fortis. Lorsque les preneurs fermes auront déployé des efforts raisonnables pour vendre toutes les débitures représentées par des reçus de versement au prix d'offre, le prix d'offre pourra être réduit et pourra être modifié à l'occasion pour être établi à un montant n'excédant pas le prix indiqué sur la page de couverture, et la rémunération des preneurs fermes sera réduite dans la mesure où le prix global versé par les acquéreurs des débitures représentées par des reçus de versement est inférieur au produit brut que les preneurs fermes ont payé à Fortis. Toute pareille réduction n'aura aucune incidence sur le produit reçu par le porteur de débitures vendeur. Le prix d'offre et les autres modalités du placement ont été établies par négociation entre la société, le porteur de débitures vendeur et les preneurs fermes.

Il n'existe actuellement aucun marché pour la négociation des débitures représentées par les reçus de versement. Il peut être impossible pour les souscripteurs ou les acquéreurs de revendre les titres achetés aux termes du présent prospectus, ce qui peut avoir une incidence sur leur cours sur le marché secondaire, la transparence et la disponibilité de leur cours, leur liquidité et l'étendue des obligations réglementaires de l'émetteur. La Bourse TSX a approuvé sous condition l'inscription à la cote des reçus de versement (représentant les débitures et les débitures liées au placement privé) et des actions ordinaires qui seront émises lors de la conversion des débitures et des débitures liées au placement privé à la Bourse TSX. L'inscription à la cote est subordonnée à l'obligation, pour Fortis, de remplir toutes les conditions de la Bourse TSX au plus tard le 11 mars 2014. La société n'a actuellement l'intention d'inscrire les débitures et les débitures liées au placement privé à la cote d'aucune bourse que ce soit, étant donné qu'elle prévoit actuellement que toutes les débitures et les débitures liées au placement privé seront converties en actions ordinaires à la date du versement final.

Lors de l'inscription en bourse, les reçus de versement (représentant les débitures et les débitures liées au placement privé) seront cotés et négociés à la Bourse TSX de la même manière que d'autres débitures inscrites à la Bourse TSX, et les offres d'achat et les opérations sur les reçus de versement ne refléteront que la tranche du montant en capital partiellement payé des débitures et non l'intérêt couru. L'intérêt couru sera reflété dans le montant du règlement et dans la confirmation que produit l'adhérent de CDS par l'intermédiaire duquel l'opération est exécutée. Les cours acheteurs, les cours vendeurs et les cours de négociation des reçus de versement inscrits à la Bourse TSX seront exprimés sous forme d'un pourcentage du montant en capital de 1 000 \$ d'une débenture entièrement payée (et non en pourcentage du premier versement de 333 \$ déjà payé). Conformément aux règles de négociation de la Bourse TSX, les reçus de versement seront cotés en montants de capital de 100 \$ et toutes les opérations sur les reçus de versement seront effectuées en multiples de 1 000 \$. Un lot régulier de reçus de versement est constitué d'un reçu de versement, dont la valeur sous-jacente est une débenture entièrement libérée d'un montant en capital de 1 000 \$.

Conformément aux règles et règlements de certaines autorités de réglementation en valeurs mobilières du Canada, les preneurs fermes ne peuvent, à quelque moment pendant la période se terminant à la date à laquelle le processus de vente des débitures représentées par des reçus de versement prend fin et tous les arrangements de stabilisation concernant les débitures représentées par des reçus de versement sont terminés, offrir d'acheter ni acheter des reçus de souscription, des débitures ou des actions ordinaires. Les interdictions précitées comportent certaines exceptions, y compris i) une offre d'achat ou un achat effectué par l'entremise des services de la Bourse TSX, conformément aux Règles universelles d'intégrité du marché administrées par l'Organisme canadien de réglementation du commerce des valeurs mobilières; ii) une offre d'achat ou un achat effectué pour le compte d'un client, autre que certains clients prescrits, à condition que l'ordre du client n'ait pas été sollicité par le preneur ferme, ou si l'ordre du client a été sollicité, que la sollicitation ait eu lieu avant le commencement d'une période de restriction prescrite; et iii) une offre ou un achat visant à couvrir une position à découvert créée avant le commencement d'une période de restriction prescrite. Les preneurs fermes peuvent effectuer des opérations de stabilisation ou d'équilibrage du marché à la Bourse TSX lorsque l'offre d'achat ou l'achat des reçus de versement, des débitures ou des actions ordinaires vise à maintenir un marché équitable et ordonné pour les reçus de

versement, les débentures ou actions ordinaires, sous réserve des limites de prix s'appliquant à ces offres d'achat ou à ces achats. Si de telles opérations sont commencées, elles peuvent être interrompues à tout moment.

Les débentures, les reçus de versement représentant les débentures et les actions ordinaires dans lesquelles les débentures peuvent être converties n'ont pas été et ne seront pas inscrites en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933*, avec ses modifications (la « Loi de 1933 ») ni d'aucune loi sur les valeurs mobilières étatique et ils ne peuvent être offerts ou remis, directement ou indirectement, ni vendus aux États-Unis ou à des personnes des États-Unis ou pour le compte ou au bénéfice de celles-ci (sauf les placeurs), à moins que les débentures représentées par les reçus de versement et les actions ordinaires en lesquelles les débentures peuvent être converties ne soient inscrites en vertu de la Loi de 1933 ou qu'une dispense des exigences d'inscription de la Loi de 1933 et des lois sur les valeurs mobilières étatiques applicables ne soit offerte. Les preneurs fermes ont convenu de s'abstenir de vendre des débentures représentées par des reçus de versement aux États-Unis ou à une personne des États-Unis ou pour le compte ou au bénéfice de celle-ci, sauf aux termes de la convention de prise ferme conformément à la dispense des exigences d'inscription de la Loi de 1933 prévue par la règle 144A de cette loi et en conformité avec les lois sur les valeurs mobilières étatiques applicables. De plus, jusqu'à l'expiration d'un délai de 40 jours après le commencement du placement, une offre ou une vente des débentures représentées par des reçus de versement aux États-Unis par un courtier (peu importe s'il participe au placement) peut contrevenir aux exigences d'inscription de la Loi de 1933 si cette offre ou cette vente est effectuée autrement que conformément à la règle 144A. Sous la présente rubrique, les termes « États-Unis », « personne des États-Unis » et « placeur » ont le sens qui leur est donné dans le règlement S pris en vertu de la Loi de 1933 (le « règlement S »).

Pour se conformer aux exigences du règlement S, un preneur ferme et tout autre placeur qui vend des débentures représentées par des reçus de versement à un placeur, à un courtier ou à une autre personne qui reçoit une commission de vente, des frais ou une autre rémunération à l'égard des titres vendus avant l'expiration d'une période de 40 jours après la clôture du placement des débentures représentées par des reçus de versement aux termes du présent prospectus, à moins de recevoir un avis contraire de la société, doit envoyer à l'acquéreur une confirmation ou un autre avis indiquant que l'acquéreur est assujéti aux mêmes restrictions à l'égard des offres et des ventes des débentures représentées par les reçus de versement que celles qui s'appliquent à ce preneur ferme ou autre placeur.

RELATION ENTRE FORTIS, LE PORTEUR DE DÉBENTURES VENDEUR ET CERTAINS PRENEURS FERMES

Les preneurs fermes sont chacun une filiale d'une banque à charte canadienne qui, seule ou en tant que membre d'un syndicat d'institutions financières, a accordé (ou accordera) des facilités de crédit à la société et(ou) à ses filiales ou qui détient (ou détiendra) d'autres dettes de celles-ci, y compris la facilité renouvelable et les facilités de crédit reliées à l'acquisition (collectivement, la « dette bancaire »). Voir les rubriques « Financement de l'acquisition » et « Structure du capital ». De plus, Scotia Capitaux, RBC, VMTD et CIBC agissent à titre de placeurs pour compte dans le cadre du placement privé concomitant et toucheront une rémunération de placement pour compte à l'égard de ces fonctions aux termes de la convention de placement pour compte. Voir la rubrique « Financement de l'acquisition – Placement privé concomitant ». Scotia Capitaux agit également à titre de conseiller financier de Fortis dans le cadre de l'acquisition et reçoit une rémunération à cet égard. En conséquence, la société peut être considérée comme un « émetteur associé » de ces preneurs fermes au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables.

Sauf tel qu'il est décrit à la rubrique « Emploi du produit », aucun de ces preneurs fermes ne tirera un avantage direct du placement, autre que la commission de prise ferme s'y rapportant et la rémunération de placement pour compte payable aux termes de la convention de placement pour compte dans le cadre du placement privé concomitant. La décision relative au placement des débentures aux termes des présentes et l'établissement des modalités du placement ont été effectués par négociation entre la société, le porteur de débentures vendeur et les preneurs fermes. Aucune banque n'a participé à cette décision ou à cet établissement. En date du 19 décembre 2013, un montant global approximatif de 426 millions de dollars était en cours au titre de la dette bancaire. Fortis et(ou) ses filiales respectent à tout égard important leurs obligations respectives aux termes de la dette bancaire. Depuis la création de la dette bancaire, les preneurs fermes agissant relativement à cette dette n'ont renoncé à aucune violation s'y rapportant, il n'y a eu aucun changement important dans la situation ou position financière de Fortis ou de ses filiales, sauf comme il est autrement décrit dans le présent prospectus (y compris dans les documents qui y sont intégrés par renvoi), et la valeur de toute sûreté se rapportant à cette dette bancaire n'a pas changé, sauf dans le cours normal des affaires. Voir la rubrique « Emploi du produit ».

INCIDENCES DE L'IMPÔT FÉDÉRAL SUR LE REVENU AU CANADA

De l'avis de Davies Ward Phillips & Vineberg S.E.N.C.R.L., s.r.l., conseillers juridiques de Fortis et du porteur de débentures vendeur, et de Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l., conseillers juridiques des preneurs fermes (collectivement, les « conseillers juridiques »), le texte suivant est un sommaire général des principales incidences de l'impôt fédéral sur le revenu au Canada en vertu de la Loi de l'impôt s'appliquant habituellement à un porteur qui acquiert des débentures représentées par des reçus de versement aux termes du

présent placement et qui, aux fins de la Loi de l'impôt et à tout moment pertinent : i) est ou est réputé être un résident du Canada, ii) détient les débentures et détiendra toutes les actions ordinaires reçues à la conversion ou à l'échéance des débentures (collectivement, les « titres ») à titre d'immobilisations, iii) fait affaire sans lien de dépendance avec Fortis, le porteur de débentures vendeur et les preneurs fermes et iv) n'est pas affilié à la société ou au porteur de débentures vendeur (un « porteur »). En général, les titres seront considérés comme constituant des immobilisations pour un porteur, à condition que celui-ci ne les détienne pas dans le cours de l'exploitation d'une entreprise, ni ne les ait acquis dans le cadre d'une ou de plusieurs opérations jugées à caractère commercial. Certains porteurs qui pourraient ne pas autrement être considérés comme détenant leurs titres en tant qu'immobilisations peuvent, dans certaines circonstances, voir à ce que ces titres et tous les autres « titres canadiens » (au sens donné dans la Loi de l'impôt) qui leur appartiennent au cours de l'année d'imposition visée par le choix et de toutes les années d'imposition subséquentes, soient réputés être des immobilisations en faisant le choix irrévocable autorisé par l'alinéa 39(4) de la Loi de l'impôt. Les porteurs sont priés de consulter leurs propres conseillers fiscaux pour établir si ce choix est à leur portée et s'il est souhaitable dans leur cas particulier.

Le présent sommaire ne s'applique pas à un porteur : i) qui est une « institution financière », au sens donné dans la Loi de l'impôt, aux fins des règles de l'« évaluation à la valeur du marché », ii) qui est une « institution financière déterminée », au sens donné dans la Loi de l'impôt, iii) dans lequel une participation constituerait un « abri fiscal déterminé », au sens donné dans la Loi de l'impôt, iv) qui a choisi de déterminer ses « résultats fiscaux canadiens » dans une monnaie autre que le dollar canadien conformément aux règles relatives à la « monnaie fonctionnelle », au sens de chacune ces expressions dans la Loi de l'impôt, ou v) qui conclut un « contrat dérivé à terme » à l'égard des débentures et des actions ordinaires, expression définie dans la Loi de l'impôt, ou vi) qui est une société par actions qui est, ou devient dans le cadre d'une série d'opérations, contrôlée par une société non-résidente et à l'égard de laquelle une filiale de Fortis est ou serait à tout moment une « société étrangère affiliée » (au sens donné dans la Loi de l'impôt). Ce porteur est prié de consulter son propre conseiller fiscal en ce qui a trait à un placement dans les titres.

Le présent sommaire est fondé sur les dispositions de la Loi de l'impôt en vigueur à la date des présentes, toutes les propositions spécifiques visant à modifier la Loi de l'impôt qui ont été annoncées au public avant la date des présentes (les « modifications proposées »), ainsi que sur la compréhension, par les conseillers juridiques, des pratiques administratives actuellement publiées de l'Agence du revenu du Canada. Ce sommaire suppose que les modifications proposées seront adoptées dans la forme dans laquelle elles sont actuellement proposées, bien qu'aucune assurance ne puisse être donnée que les modifications proposées seront adoptées, ni dans l'affirmative, qu'elles le seront dans la forme dans laquelle elles sont actuellement proposées. Ce sommaire n'énonce pas toutes les incidences possibles de l'impôt fédéral sur le revenu au Canada et, sauf en ce qui concerne les modifications proposées, ne considère ni ne prévoit autrement aucun changement apporté aux lois applicables par décision ou mesure législative, gouvernementale ou judiciaire, ni ne tient compte des lois ou de considérations en matière d'impôt provincial, territorial ou étranger, lesquelles pourraient différer considérablement de celles qui sont commentées aux présentes.

Le présent sommaire est de nature générale seulement et n'est pas censé constituer des conseils juridiques ou fiscaux à l'intention d'un porteur particulier, ni ne saurait être interprété en ce sens, et aucune déclaration relative aux incidences fiscales n'est faite au porteur. En conséquence, les porteurs et les porteurs éventuels de titres devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux pour obtenir des conseils sur les incidences fiscales découlant pour eux de l'acquisition de titres conformément au placement, compte tenu de leur situation particulière. Le présent sommaire ne tient pas compte des incidences fiscales s'appliquant à des personnes autres que les porteurs et ces personnes devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux au sujet des incidences fiscales découlant pour eux de l'acquisition, de la détention et de la disposition de titres en vertu de la Loi de l'impôt, ainsi que dans tous les territoires où ils peuvent être assujettis à un impôt.

Imposition des intérêts sur les débentures

Un porteur de débentures représentées par des reçus de versement qui est une société par actions, une société de personnes, une fiducie d'investissement à participation unitaire ou toute fiducie dont une société par actions ou une société de personnes est bénéficiaire devra inclure dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition le montant de tout intérêt qui s'accumule ou qui est réputé s'accumuler en sa faveur sur les débentures jusqu'à la fin de l'année d'imposition particulière, ou qu'il est en droit de recevoir ou qu'il a reçu avant la fin de cette année d'imposition, sauf dans la mesure où cet intérêt a été inclus dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition précédente. Une « société privée sous contrôle canadien » (au sens donné dans la Loi de l'impôt) pourrait aussi devoir payer un impôt remboursable additionnel de 6 % sur certains revenus de placement, y compris les intérêts.

Tout autre porteur, y compris un particulier, devra inclure, dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition, l'intérêt qu'il a reçu ou qu'il est en droit de recevoir sur les débentures durant cette année d'imposition (selon la méthode qu'il suit habituellement dans le calcul de son revenu), sauf dans la mesure où cet intérêt a été inclus dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition précédente.

Lors de l'acquisition d'une débenture représentée par un reçu de versement, lorsqu'un porteur verse un montant au titre de l'intérêt accumulé sur la débenture jusqu'à la date d'acquisition, le porteur pourra déduire ce montant dans le calcul de son revenu pour l'année d'imposition au cours de laquelle l'intérêt accumulé, le cas échéant, est inclus dans le revenu du porteur à titre d'intérêt. Le prix de base rajusté pour le porteur de la débenture représentée par un reçu de versement sera réduit du montant ainsi déductible.

Toute prime payée par la société à un porteur lorsque la débenture est rachetée avant son échéance sera réputée être un intérêt reçu à ce moment par le porteur dans la mesure où la prime peut raisonnablement être considérée se rapporter à l'intérêt, sans dépasser la valeur de cet intérêt au moment du rachat, qui aurait été payé ou payable sur la débenture pour une année d'imposition se terminant après le rachat si la débenture n'avait pas été rachetée.

Exercice du privilège de conversion

De manière générale, un porteur qui convertit une débenture en actions ordinaires conformément au privilège de conversion sera réputé ne pas avoir disposé de cette débenture (sauf aux fins de la déduction de l'intérêt qui a été inclus dans le revenu mais n'a pas été reçu, tel qu'il est indiqué ci-dessous, sous la rubrique « – Disposition de débentures »). Par conséquent, le porteur qui convertit une débenture en actions ordinaires ne sera pas réputé avoir réalisé un gain (ou subi une perte) en capital lors de cette conversion. En vertu des pratiques administratives actuelles de l'Agence du revenu du Canada, un porteur qui reçoit, lors de la convention d'une débenture, une somme au comptant inférieure à 200 \$ au lieu d'une fraction d'une action ordinaire, pourra traiter ce montant en tant que produit de la disposition d'une partie de la débenture, et ainsi réaliser un gain en capital (ou subir une perte en capital), ou encore porter le montant au comptant qu'il a reçu en réduction du prix de base rajusté des actions ordinaires que le porteur a reçues lors de la conversion.

Le coût global pour un porteur des actions ordinaires acquises lors de la conversion d'une débenture correspondra en général au prix de base rajusté, pour le porteur, de la débenture immédiatement avant la conversion. Pour établir le prix de base rajusté, pour le porteur, des actions ordinaires à tout moment, on doit établir la moyenne du coût de ces actions ordinaires et du prix de base rajusté de toutes les autres actions ordinaires appartenant alors au porteur à titre d'immobilisations.

Disposition de débentures

Une disposition réelle ou réputée effectuée par un porteur d'une débenture, y compris lors d'un rachat ou à l'échéance mais à l'exclusion de la conversion d'une débenture en actions ordinaires à l'exercice du droit de conversion du porteur décrit ci-dessus, entraînera habituellement pour le porteur un gain (ou une perte) en capital correspondant au montant de l'excédent (ou de l'insuffisance) du produit de la disposition (rajusté tel qu'il est décrit ci-dessous) par rapport au total du prix de base rajusté de cette débenture pour le porteur et des coûts raisonnables de la disposition. Ce gain (ou cette perte) en capital sera assujéti au traitement fiscal décrit ci-dessous, sous la rubrique « – Imposition des gains et des pertes en capital ». À cet égard, le coût pour un porteur d'une débenture représentée par un reçu de versement comportera tous les montants payés ou payables par le porteur à l'égard de cette débenture, y compris le montant du versement final, que celui-ci soit payé ou non. Le produit de disposition pour un porteur qui dispose d'une débenture représentée par un reçu de versement comportera le montant de tout versement final impayé.

Lors d'une disposition réelle ou réputée effectuée, sauf dans le cas d'un rachat ou à l'échéance, le porteur devra inclure les intérêts accumulés sur la débenture jusqu'à la date de la disposition dans le calcul de son revenu pour l'année de la disposition, sauf dans la mesure où il les avait inclus dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition précédente, et ils seront exclus du produit de disposition de la débenture par le porteur. Lorsqu'un porteur dispose d'une débenture moyennant une contrepartie correspondant à la juste valeur marchande de celle-ci, il aura le droit de déduire dans le calcul de son revenu pour l'année de la disposition tout montant qu'il a inclus dans son revenu à titre d'intérêt à l'égard de cette débenture pour cette année ou pour une année d'imposition antérieure, dans la mesure où ce montant est supérieur au montant reçu ou à recevoir par le porteur à cet égard. La conversion d'une débenture en actions ordinaires est considérée comme une disposition aux fins de cette règle.

Si la société paie le montant en capital des débentures à l'échéance par l'émission d'actions ordinaires au porteur, le produit de disposition de la débenture par le porteur correspondra à la juste valeur marchande, au moment de la disposition de la débenture, des actions ordinaires et de toute autre contrepartie ainsi reçue (sauf toute contrepartie reçue en règlement de l'intérêt accumulé). Le coût global pour le porteur des actions ordinaires ainsi reçues correspondra à la juste valeur marchande de ces actions. Pour établir le prix de base rajusté, pour le porteur, des actions ordinaires à tout moment, on doit établir la moyenne du coût de ces actions ordinaires et du prix de base rajusté de toutes les autres actions ordinaires appartenant alors au porteur à titre d'immobilisations.

Lorsqu'une débenture représentée par un reçu de versement est abandonnée en faveur du porteur de débentures vendeur, ou si cette débenture est vendue par le dépositaire par suite du défaut du porteur de payer le versement final, le porteur pourrait être assujéti à

des règles spéciales prévues à la Loi de l'impôt concernant la saisie par le vendeur d'un bien antérieurement vendu ou le règlement ou la remise de dettes. Les porteurs devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux au sujet de leur situation particulière.

Dividendes reçus sur des actions ordinaires

Les dividendes reçus ou réputés avoir été reçus sur des actions ordinaires par un porteur qui est un particulier (autre que certaines fiducies) seront inclus dans le calcul du revenu de ce dernier aux fins de l'impôt et seront assujettis aux règles de la majoration et du crédit d'impôt pour dividendes s'appliquant habituellement aux dividendes imposables reçus de sociétés canadiennes imposables (au sens de la Loi de l'impôt), y compris la majoration et le crédit d'impôt pour dividendes améliorés à l'égard des « dividendes déterminés ». Un dividende constituera un dividende déterminé si son bénéficiaire reçoit un avis écrit (pouvant inclure un avis publié sur le site Web de la société) de la société indiquant que le dividende constitue un « dividende déterminé ». Des restrictions peuvent être imposées sur la capacité de la société de désigner des dividendes en tant que dividendes déterminés.

Les dividendes imposables reçus par un particulier (autre que certaines fiducies) peuvent donner lieu à l'impôt minimum calculé suivant des règles détaillées énoncées dans la Loi de l'impôt.

Un porteur qui est une société par actions devra inclure les dividendes reçus ou réputés reçus sur les actions ordinaires dans le calcul de son revenu aux fins de l'impôt et sera généralement tenu de déduire le montant de ces dividendes dans le calcul de son revenu imposable, de sorte qu'il ne soit redevable d'aucun impôt à l'égard de ces dividendes.

Certaines sociétés par actions, notamment des « sociétés privées » ou des « sociétés assujetties » (au sens de ces expressions donné dans la Loi de l'impôt) pourraient être redevables d'un impôt remboursable en vertu de la partie IV de la Loi de l'impôt, de 33 $\frac{1}{3}$ % sur les dividendes reçus ou réputés reçus sur des actions ordinaires, dans la mesure où ces dividendes peuvent être déduits dans le calcul du revenu imposable.

Disposition d'actions ordinaires

Une disposition réelle ou réputée effectuée par un porteur d'une action ordinaire entraînera habituellement pour le porteur un gain (ou une perte) en capital correspondant au montant de l'excédent (ou l'insuffisance) du produit de la disposition de l'action ordinaire par rapport au total du prix de base rajusté de celle-ci pour le porteur et des coûts raisonnables de la disposition. Ce gain (ou cette perte) en capital sera assujetti au traitement fiscal décrit ci-dessous, sous la rubrique « – Imposition des gains et des pertes en capital ».

Imposition des gains et des pertes en capital

De manière générale, la moitié d'un gain en capital (un « gain en capital imposable ») réalisé par un porteur durant une année d'imposition doit être incluse dans le revenu du porteur pour cette année et la moitié de toute perte en capital (une « perte en capital déductible ») subie par un porteur durant une année d'imposition doit être déduite des gains en capital imposables de ce porteur durant cette année. Les pertes en capital déductibles pour une année d'imposition excédant les gains en capital imposables pour cette année pourront habituellement être reportées rétrospectivement et déduites durant n'importe laquelle des trois années d'imposition précédentes ou reportées prospectivement et déduites durant toute année d'imposition subséquente, des gains en capital nets imposables réalisés durant ces années dans la mesure et les circonstances décrites dans la Loi de l'impôt. Les gains en capital réalisés par un particulier (y compris certaines fiducies) peuvent donner lieu à l'impôt minimum calculé en vertu des règles détaillées de la Loi de l'impôt. Une « société privée sous contrôle canadien » (au sens donné dans la Loi de l'impôt) peut aussi devoir payer un impôt remboursable de 6 $\frac{2}{3}$ % sur certains revenus de placement, y compris les montants relatifs aux gains en capital imposables.

Le montant de toute perte en capital subie lors de la disposition d'une action ordinaire par un porteur qui est une société par actions pourra être réduite du montant des dividendes reçu ou à recevoir par le porteur sur l'action ordinaire (ou sur une action contre laquelle cette action ordinaire a été échangée) dans la mesure et les circonstances prescrites dans la Loi de l'impôt. Des règles analogues s'appliquent à une société de personnes ou à une fiducie dont une société par actions, une fiducie ou une société de personnes est membre ou bénéficiaire.

FACTEURS DE RISQUE

Un placement dans : i) les débentures représentées par des reçus de versement en attendant le paiement du versement final, ii) les débentures après le paiement du versement final et iii) les actions ordinaires pouvant être émises lors de la conversion des débentures, comporte certains risques. Les acquéreurs éventuels de débentures devraient étudier attentivement les facteurs de risque décrits sous :

- a) la rubrique « Gestion des risques d'affaires » dans le rapport de gestion annuel, aux pages 49 à 66 du rapport annuel 2012 de la société ;
- b) la note 33 « Gestion des risques d'affaires », aux pages 136 à 140, des états financiers consolidés audités comparatifs en date du 31 décembre 2012 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2012 et 2011, paraissant dans le rapport annuel 2012 de la société; et
- c) la note 20 « Gestion des risques d'affaires », aux pages F-26 à F-31 des états financiers consolidés intermédiaires comparatifs non audités de la société au 30 septembre 2013 et pour les périodes de trois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2013 et 2012,

qui sont chacun intégrés aux présentes par renvoi. En outre, un acquéreur éventuel de débentures devrait examiner attentivement les facteurs de risque décrits dans la présente rubrique au sujet de l'acquisition, des reçus de versement, des débentures et des activités et exploitations de la société et de UNS Energy postérieures à l'acquisition, ainsi que les autres renseignements contenus dans le présent prospectus (y compris les documents qui sont intégrés par renvoi).

Risques liés à l'acquisition

L'acquisition n'est pas menée à terme

La clôture de l'acquisition est assujettie aux risques commerciaux habituels, notamment que l'acquisition ne soit pas conclue conformément aux modalités négociées (y compris en ce qui a trait à la contrepartie devant être payée pour chaque action ordinaire en circulation de UNS Energy) ou ne soit pas conclue du tout. La conclusion de l'acquisition est assujettie à la réception de l'approbation des actionnaires de UNS Energy et au respect des autres conditions d'approbation, notamment l'obtention de l'approbation de l'ACC et de la FERC, et au respect de certaines conditions de clôture contenues dans la convention d'acquisition ou la renonciation à celles-ci. Si les approbations requises ne sont pas obtenues ou si les conditions contenues dans la convention d'acquisition ne sont pas respectées ni ne font l'objet d'une renonciation, cette convention pourrait être résiliée. Il n'y a aucune garantie que ces conditions de clôture seront respectées ou qu'il y sera renoncé. Par conséquent, aucune assurance ne peut être donnée que Fortis sera en mesure de conclure l'acquisition dans les délais ou suivant les modalités prévus aux présentes, voir la conclure. La résiliation de la convention d'acquisition peut avoir une incidence négative sur le prix des reçus de versement, des débentures et des actions ordinaires et donnera lieu au rachat des débentures. Si la clôture de l'acquisition ne survient pas tel qu'il est prévu, la société pourrait subir des incidences néfastes, notamment la perte de la confiance des investisseurs. Voir la rubrique « La convention d'acquisition – Conditions de clôture ».

Le prix d'achat au comptant pourrait augmenter

UNS Energy est une société ouverte et ses administrateurs ont des devoirs fiduciaires envers celle-ci pouvant les contraindre à prendre en considération des offres concurrentes visant l'achat d'actions ordinaires de UNS Energy à titre de solutions de rechange à l'acquisition. Aux termes de la convention d'acquisition, les administrateurs de UNS Energy conservent la faculté d'accepter une offre de rechange ou une offre concurrente dans certaines circonstances si cette offre constitue une proposition supérieure. Lorsqu'une proposition supérieure visant l'acquisition de UNS Energy est faite, Fortis peut exercer son droit de faire une offre équivalente, ce qui pourrait entraîner une augmentation du prix d'achat au comptant. Voir la rubrique « La convention d'acquisition ».

Le temps requis pour mener à terme l'acquisition n'est pas connu

Tel qu'il est décrit sous la rubrique « – L'acquisition n'est pas menée à terme », la clôture de l'acquisition est assujettie à la réception des approbations requises des actionnaires et des autorités de réglementation, ainsi qu'au respect d'autres conditions de clôture contenues dans la convention d'acquisition. Il n'existe aucune garantie, et Fortis ne peut donner d'assurance, quant au moment où ces conditions seront respectées, ni même qu'elles le seront. Un retard important dans l'obtention de l'approbation des autorités de réglementation ou l'imposition de modalités et(ou) de conditions défavorables dans ces approbations pourraient avoir des conséquences adverses sur la capacité de la société de mener à terme l'acquisition, ainsi que sur l'entreprise, la situation financière ou les résultats d'exploitation de la société ou de UNS Energy. Fortis a l'intention de mener à terme l'acquisition dès que possible après l'obtention obligatoire de l'approbation des actionnaires de UNS Energy et des approbations des autorités de réglementation et après le respect de toutes les autres conditions de clôture obligatoires. Voir la rubrique « La convention d'acquisition – Conditions de clôture ».

Fortis pourrait ne pas profiter de tous les avantages attendus de l'acquisition

Tel qu'il est décrit sous la rubrique « L'acquisition – Justification de l'acquisition », Fortis croit que l'acquisition donnera des avantages à la société, notamment qu'elle aura un effet d'accroissement au cours de la première année complète suivant sa conclusion, à l'exclusion des frais liés à l'acquisition non récurrents. Toutefois, il existe un risque qu'une partie ou l'ensemble des avantages prévus de l'acquisition ne se matérialise pas ou puisse ne pas se matérialiser dans les délais prévus par la société. La réalisation de ces avantages peut être touchée par divers facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la société. Les défis posés par l'intégration d'entreprises qui étaient indépendantes auparavant rendent difficile l'évaluation des perspectives commerciales et financières futures de la société. Le rendement financier antérieur de la société n'est pas forcément représentatif de son rendement financier dans le futur.

Si les avantages attendus de l'acquisition ne se réalisent pas, cela pourrait toucher le rendement financier de la société, le cours de ses actions ordinaires et la capacité de Fortis de continuer de verser des dividendes sur ses actions ordinaires aux taux actuels, voire d'en verser. La déclaration de dividendes par la société est laissée à la discrétion du conseil d'administration et ce conseil peut à tout moment choisir de cesser de verser des dividendes. Voir les rubriques « Politique en matière de dividendes » et « Facteurs de risque – Facteurs de risque liés aux activités et exploitations de la société et de UNS Energy postérieures à l'acquisition ».

Risque de change

La contrepartie au comptant relative à l'acquisition doit être payée en dollars américains, tandis que les fonds recueillis dans le cadre du placement, qui représenteront une tranche importante des fonds qui serviront ultimement à financer l'acquisition, sont libellés en dollars canadiens. Voir la rubrique « Emploi du produit ». Par conséquent, des augmentations de la valeur du dollar américain par rapport au dollar canadien avant le paiement du versement final viendront augmenter le prix d'achat converti en dollars canadiens et diminuer de ce fait la proportion du prix d'achat relatif à l'acquisition qu'obtiendra ultimement Fortis aux termes du présent placement.

De plus, UNS Energy emploie les dollars américains dans le cadre de son exploitation. Après l'acquisition, le bénéfice consolidé et les flux de trésorerie de Fortis seront beaucoup plus sensibles aux fluctuations du dollar américain par rapport au dollar canadien. Pour gérer ces risques, Fortis peut conclure des contrats à terme de devises et utiliser certains instruments dérivés pour protéger davantage que dans le passé ses flux de trésorerie contre son exposition au risque de change. Rien ne garantit que ces stratégies de couverture, si elles sont mises en oeuvre, seront efficaces. En outre, les opérations de couverture de change comportent un risque d'illiquidité et, dans la mesure applicable à la dépréciation du dollar américain par rapport au dollar canadien, le risque que le recours à des opérations de couverture entraîne des pertes plus importantes que si aucune opération de couverture n'avait été effectuée. Les ententes de couverture peuvent avoir l'effet de limiter ou de réduire les rendements totaux pour Fortis si les attentes de la direction concernant des événements futurs se révélaient incorrectes, auquel cas les coûts associés aux stratégies de couverture pourraient neutraliser les avantages qu'elles représentent.

Par suite de l'acquisition, la société devra faire face à de lourdes demandes

Par suite de l'acquisition, des demandes considérables seront imposées au personnel et aux systèmes de gestion, d'exploitation et financiers de la société. Rien ne garantit que les systèmes, les procédures et les contrôles de la société seront adéquats pour soutenir l'expansion de l'exploitation de celle-ci résultant de l'acquisition. Les résultats d'exploitation futurs de la société seront touchés par la capacité des membres de la direction et des membres clés du personnel de celle-ci de s'adapter à la conjoncture commerciale évolutive et d'instaurer et d'améliorer ses contrôles financiers et d'exploitation et ses systèmes d'information.

Le défaut de payer le versement final aura une incidence défavorable sur la structure du capital consolidée de la société

La conclusion de l'acquisition n'est pas conditionnelle à la conclusion du présent placement par la société, ni à l'obtention d'un financement par la société à des conditions favorables, voire à l'obtention de ce financement. Si une somme importante qui est due lors du paiement du versement final n'est pas payée par les porteurs de reçus de versement et la société n'est pas en mesure de réaliser rapidement les débentures affectées en garantie de l'obligation de payer le versement final, la société ne disposera pas du produit qui en découlerait pour rembourser les facilités de crédit reliées à l'acquisition. En conséquence, Fortis pourrait prendre plus longtemps que prévu pour rembourser les facilités de crédit reliées à l'acquisition, ce qui aurait une incidence défavorable sur la structure du capital consolidée de Fortis jusqu'à ce que celle-ci ait remboursé intégralement ces facilités.

Les facilités de crédit reliées à l'acquisition pourraient ne pas être disponibles

L'engagement qu'ont pris les prêteurs de conclure les facilités de crédit reliées à l'acquisition est assujéti à certaines conditions habituelles par suite desquelles ces facilités pourraient ne plus être à la portée de Fortis dans certaines circonstances. Si les facilités de crédit reliées à l'acquisition n'étaient plus à la portée de Fortis, celle-ci ne serait plus en mesure de mener à bien l'acquisition. Si Fortis ne pouvait mener à bien l'acquisition, cela donnerait lieu au rachat des débetures. Voir la rubrique « Financement de l'acquisition – Facilités crédit reliés à l'acquisition ».

Le placement privé concomitant pourrait ne pas être conclu

Chacun des souscripteurs aux termes du placement privé a conclu une convention de souscription exécutoire avec la société et le porteur de débetures vendeur, mais les conventions de souscription visées renferment des modalités habituelles susceptibles d'en provoquer la résiliation avant la conclusion du placement privé concomitant. En outre, un ou plusieurs des souscripteurs dans le cadre du placement privé peuvent violer les modalités de leur convention de souscription d'ici la date de clôture, ou après cette date, ce qui donnerait lieu au non-paiement de la totalité ou d'une partie du prix des débetures liées au placement privé ou du versement final relativement à ces débetures liées au placement privé. S'il est mis fin au placement privé concomitant ou si celui-ci n'est pas conclu, la société pourrait en subir des conséquences défavorables et si cette fin ou non conclusion survenait avant la clôture du placement, certaines informations fournies dans le présent prospectus deviendraient incorrectes et la société pourrait devoir déposer une modification du présent prospectus, ce qui retarderait la clôture du placement.

Fortis n'exerce actuellement aucun contrôle sur UNS Energy et ses filiales

Bien que la convention d'acquisition renferme des engagements de la part de UNS Energy quant à l'exploitation de son entreprise avant la clôture de l'acquisition, Fortis n'exercera pas de contrôle sur UNS Energy et ses filiales jusqu'à ce que l'acquisition soit conclue et l'entreprise de UNS Energy et ses résultats d'exploitation pourraient subir des conséquences défavorables découlant d'événements échappant à la volonté de la société survenant dans l'intervalle. Les données historiques et actuelles sur le rendement de l'entreprise et des exploitations de UNS Energy ne sont pas nécessairement indicatives de succès au cours des périodes à venir. Le rendement futur de UNS Energy pourrait notamment être influencé par des ralentissements économiques, une réglementation environnementale plus stricte, des crises financières, des décisions défavorables rendues par les autorités de réglementation, des hausses des taux d'intérêt et d'autres facteurs échappant à la volonté de la société. N'importe lequel de ces facteurs pourrait avoir des incidences défavorables sur les exploitations et le rendement financier de UNS Energy et, par ricochet, sur les résultats financiers futurs de Fortis. Voir la rubrique « Facteurs de risque – Facteurs de risque liés aux activités et exploitations de la société et de UNS Energy postérieures à l'acquisition ».

Fortis prévoit engager des frais liés à l'acquisition considérables

Fortis s'attend à engager des coûts à plusieurs égards pour conclure l'acquisition. Ces coûts constitueront pour la plupart des dépenses non récurrentes découlant de l'acquisition, soit des coûts associés à l'opération d'acquisition, y compris ceux découlant du financement de l'acquisition et ceux ayant trait à l'obtention de l'approbation des autorités de réglementation. Des coûts supplémentaires imprévus pourraient être engagés.

Les renseignements concernant UNS Energy présentés dans le présent prospectus ont été obtenus de UNS Energy ou de son dossier d'information

Tous les renseignements concernant UNS Energy ou les membres de son groupe présentés dans le présent prospectus ont été fournis à Fortis par UNS Energy ou extraits du dossier d'information de cette dernière. Bien que la société ait mené une quête d'informations qu'elle considère prudente et exhaustive au regard de l'opération d'acquisition et de l'information donnée à l'égard de UNS Energy dans le présent prospectus, il subsiste un risque inévitable au regard du caractère précis et exhaustif des renseignements concernés. Bien que Fortis n'ait aucun motif de croire que l'information fournie par UNS Energy ou celle extraite du dossier d'information soit fautive ou trompeuse, erronée ou incomplète, Fortis ne peut garantir l'exactitude ou l'exhaustivité de cette information, ni ne peut contraindre UNS Energy à divulguer des événements qui peuvent s'être produits ou avoir une incidence sur le caractère exhaustif ou exact de cette information et qui ne sont pas connus de Fortis.

Facteurs de risque liés aux activités et exploitations de la société et de UNS Energy postérieures à l'acquisition

La dette de Fortis sera considérable, ce qui pourrait avoir une incidence sur ses liquidités et sa capacité d'exploiter son entreprise

Compte tenu de l'acquisition, Fortis aura une dette considérable, notamment une dette de 1,8 milliard de dollars US de UNS Energy prise en charge par Fortis par suite de l'acquisition. En date du 30 septembre 2013, à titre provisoire compte tenu de l'acquisition et d'autres activités de refinancement, mais dans l'hypothèse de la conversion de toutes les débetures en actions ordinaires, suivant ce qui est décrit en détail dans le tableau de la structure du capital donné aux présentes, l'encours de la dette de Fortis totaliserait quelque 10,3 milliards de dollars. Le changement qui se produira dans la structure du capital de Fortis par suite de l'acquisition, du placement, du placement privé concomitant et de la conclusion des facilités de crédit liées à l'acquisition pourrait inciter les agences d'évaluation du crédit s'occupant de la notation des titres de créance en circulation de Fortis à réévaluer et peut-être à abaisser les notations du crédit de Fortis, ce qui aurait pour effet d'augmenter les coûts d'emprunt pour la société. Voir les rubriques « Structure du capital » et « Développements récents ».

L'information financière historique et pro forma cumulée de la société pourrait ne pas être représentative de ses résultats après l'acquisition

L'information financière cumulée pro forma incluse dans le présent prospectus n'a pas été préparée à partir des états financiers consolidés historiques de Fortis et des états financiers consolidés historiques de UNS Energy et ne prétend pas être indicative de l'information financière qui découlera des exploitations de Fortis, une fois le regroupement effectué, par suite de l'acquisition. En outre, l'information financière cumulée pro forma incluse dans le présent prospectus repose en partie sur certaines hypothèses concernant l'acquisition que Fortis juge raisonnables à l'heure actuelle. Fortis ne donne aucune assurance que ses hypothèses actuelles se révéleront précises avec le temps. Par conséquent, l'information financière historique et pro forma incluse dans le présent prospectus n'est pas nécessairement représentative des résultats d'exploitation et de la situation financière qui auraient eu cours si Fortis et UNS Energy avaient été exploitées sous forme d'une seule entité regroupée au cours des périodes présentées, ni des résultats d'exploitation et de la situation financière de la société dans le futur. Le succès commercial potentiel et la rentabilité potentielle de l'exploitation de la société doivent être analysés à la lumière des risques, des incertitudes, des dépenses et des difficultés auxquelles des entreprises récemment regroupées sont d'ordinaire exposées.

Pour préparer l'information financière pro forma incluse dans le présent prospectus, Fortis a notamment tenu compte du placement, des facilités de crédit reliées à l'acquisition, de la conclusion de l'acquisition et de la prise en charge de l'encours de la dette de UNS Energy. Fortis a aussi émis l'hypothèse que les débetures et les débetures liées au placement privé seront converties en actions ordinaires à la date du versement final ou immédiatement par la suite. Bien que la direction soit d'avis que les estimations et les hypothèses sous-tendant l'information financière pro forma soient raisonnables, celles-ci pourraient différer considérablement de la situation réelle de la société par suite de la conclusion de l'acquisition. Voir également la rubrique « Facteurs de risque – Risques liés à l'acquisition ». Voir les notes afférentes aux états financiers pro forma de Fortis intégrés au présent prospectus.

Responsabilités potentielles non divulguées associées à l'acquisition

Dans le cadre de l'acquisition, il peut exister des responsabilités qui incombent à UNS Energy et à ses filiales que la société n'a pu découvrir ou n'a pu assujettir à une réserve dans l'examen de bonne diligence qu'elle a effectué avant la signature de la convention d'acquisition et elle pourrait ne pas être indemnisée pour une partie ou l'ensemble de ces responsabilités. La découverte ou la quantification de toute responsabilité importante qui incombe à UNS Energy et à ses filiales pourrait avoir de graves conséquences défavorables sur l'entreprise, la situation financière ou les perspectives futures de la société.

Il se peut que Fortis ne réussisse pas à retenir les services de certains membres du personnel clé de UNS Energy par suite de l'acquisition

Fortis a actuellement l'intention de retenir les services de certains membres du personnel clé de UNS Energy par suite de la conclusion de l'acquisition pour qu'ils se chargent de la gestion et de l'exploitation de UNS Energy à titre de société en exploitation distincte. Fortis relèvera la concurrence d'autres employeurs potentiels à l'égard des membres du personnel et pourrait ne pas être en mesure de garder en poste les membres de la haute direction et du personnel dont elle a besoin pour réaliser les avantages prévus de l'acquisition. Si la société n'était pas en mesure de garder en poste le personnel clé de l'équipe de direction de UNS Energy durant la période suivant l'acquisition, l'entreprise et l'exploitation de UNS Energy et de Fortis en tant qu'entité regroupée pourraient en subir les contrecoups.

Fortis est assujettie aux risques liés à ses résultats d'exploitation et à des risques en matière de financement

La direction de Fortis croit que, sur le fondement de ses attentes actuelles concernant le rendement futur de la société (qui reflète, notamment, la conclusion de l'acquisition), les flux de trésorerie provenant de son exploitation et les fonds à sa portée aux termes de sa facilité de crédit renouvelable et de sa capacité d'accéder aux marchés financiers seront adéquats pour lui permettre de financer ses activités, d'exécuter sa stratégie d'entreprise et de maintenir un niveau de liquidités adéquat. Cependant, les revenus prévus et les coûts des dépenses en immobilisations planifiés ne sont que des estimations. De plus, les flux de trésorerie réels découlant de l'exploitation dépendent de la réglementation, du marché et d'autres conditions indépendantes de la volonté de la société. À ce titre, aucune assurance ne peut être donnée que les attentes de la direction concernant le rendement futur se matérialiseront. De plus, les attentes de la direction relatives au rendement futur de la société reflètent l'état actuel de ses renseignements sur UNS Energy et son exploitation, et il n'y a aucune assurance que ces renseignements sont exacts et complets en tous points importants.

La mesure dans laquelle la société recourt aux leviers financiers pourrait avoir des conséquences défavorables pour Fortis, plus particulièrement si une tranche importante des facilités de crédit reliées à l'acquisition est affectée à la conclusion de l'acquisition ou si une grande partie des débentures n'est pas convertie en actions ordinaires par les porteurs de celles-ci. Une augmentation considérable du recours aux leviers financiers par la société pourrait notamment avoir les conséquences suivantes : limiter la capacité de la société d'obtenir un financement supplémentaire pour les besoins du fonds de roulement, les placements dans les filiales, les immobilisations, les exigences au titre du service de la dette, les acquisitions ou à d'autres fins, notamment pour les fins générales de l'entreprise; restreindre la souplesse et la discrétion dont la société dispose au regard de l'exploitation de son entreprise, limiter la capacité de la société de déclarer des dividendes sur ses actions ordinaires; nécessiter que Fortis affecte une partie des flux de trésorerie provenant de l'exploitation au versement d'intérêts sur ses titres de créance existants, rendant ces flux de trésorerie indisponibles pour d'autres affectations, entraîner une réévaluation ou une diminution des cotes de crédit de la société, exposer Fortis à une augmentation des intérêts débiteurs sur les emprunts suivant des taux variables, limiter la capacité de la société de s'adapter à l'évolution de la conjoncture, désavantager Fortis sur le plan de la concurrence par rapport à ses concurrents dont la dette est moins lourde, rendre Fortis vulnérable à tout ralentissement de la conjoncture économique en général, et empêcher Fortis d'engager des dépenses essentielles à ses stratégies de croissance future.

Au cours des cinq prochains exercices (à compter du 30 septembre 2013), une tranche de quelque 2 milliards de dollars de la dette consolidée de la société deviendra exigible. Si l'acquisition est conclue, au cours des cinq prochains exercices (à compter du 30 septembre 2013), une tranche de quelque 2,7 milliards de dollars de la dette consolidée de la société deviendra exigible. Par conséquent, la société aura besoin de refinancer ou de rembourser les montants de l'encours de sa dette consolidée. Rien ne garantit que toute dette de la société sera refinancée ou qu'un financement supplémentaire sera obtenu à des conditions raisonnables sur le plan commercial, ni qu'il pourra être obtenu. Si cette dette ne peut être refinancée, ou si elle peut l'être selon des modalités moins favorables que les modalités actuelles, la capacité de la société de déclarer des dividendes pourrait en subir les contrechocs.

La capacité de la société de respecter ses exigences en matière de service de la dette dépendra de sa capacité de dégager des liquidités dans le futur, qui dépend de plusieurs facteurs, notamment du rendement financier de celle-ci, de ses obligations au titre du service de la dette, de la réalisation des avantages anticipés de l'acquisition et de ses besoins au regard du fonds de roulement et des immobilisations futures. Qui plus est, la capacité de la société d'emprunter des fonds dans le futur pour effectuer des paiements sur l'encours de sa dette dépendra du respect des engagements contenus dans ses conventions existantes, notamment des conventions de crédit. Un défaut de respecter des engagements ou des obligations relatifs à la dette consolidée de la société pourrait donner lieu à un défaut aux termes d'un ou de plusieurs des actes visés par cette dette qui, s'il n'y est pas remédié ou s'il n'y est pas renoncé, pourrait mettre fin aux distributions par la société et permettre la déchéance du terme relativement à la dette concernée. Si la déchéance du terme était déclenchée à l'égard de cette dette, rien ne garantit que les actifs de la société seraient suffisants pour la rembourser intégralement. Aucune assurance ne peut être donnée que la société dégagera suffisamment de flux de trésorerie pour rembourser l'encours de ses dettes ou pour financer d'autres besoins en liquidités.

Centrales détenues en copropriété et centrales exploitées par des tiers

Certaines des centrales qui alimentent TEP en électricité sont détenues en copropriété avec des tiers ou exploitées par des tiers. Il se peut que TEP ne puisse disposer de la discrétion absolue ou de quelque pouvoir que ce soit d'influencer la gestion ou l'exploitation de ces installations. En raison de cette dépendance envers d'autres exploitants, TEP pourrait ne pas être en mesure d'assurer une gestion efficace de l'exploitation et de l'entretien des centrales concernées. De plus, TEP ne disposerait que d'une capacité limitée, voire d'aucune capacité, de prendre des décisions sur la meilleure façon de gérer le régime environnemental évolutif qui a des répercussions sur ces installations. En outre, TEP ne disposera pas de l'absolue discrétion sur le choix des dispositions à prendre au regard des exigences pour assurer la conformité avec les normes environnementales qui pourraient nécessiter des dépenses en immobilisations

considérables ou la fermeture des centrales concernées. Si TEP et les copropriétaires ou exploitants, selon le cas, de ces centrales avaient des divergences d'intérêts, l'entreprise et l'exploitation de TEP pourraient en subir les contrecoups.

Obligations au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages sociaux des membres du personnel de UNS Energy

Les obligations éventuelles au titre des prestations constituées de UNS Energy envers son personnel sont évaluées à 142 millions de dollars US (déduction faite de la juste valeur marchande des actifs du régime en date du 30 septembre 2013). Les fluctuations économiques pourraient avoir une incidence défavorable sur le provisionnement et les dépenses associés à ces obligations et rien ne garantit qu'il n'y aura pas une augmentation considérable de ces obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages sociaux des membres du personnel, entraînant des répercussions défavorables sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie de UNS Energy, ainsi que ceux de Fortis par suite de l'acquisition.

La conjoncture économique à l'échelle nationale et locale peut avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie de UNS Energy et de ses filiales

Les activités de UNS Energy et des entreprises de services publics de UNS sont concentrées dans l'État de l'Arizona. Ces dernières années, la conjoncture économique dans l'État de l'Arizona a contribué de manière importante à un ralentissement de la croissance de la clientèle au détail de TEP et à une baisse de l'utilisation d'électricité par les clients résidentiels, commerciaux et industriels de la société. En raison de la faiblesse de la conjoncture économique, l'assiette moyenne de clients au détail de TEP s'est accrue de moins de 0,4 % par année de 2008 à 2012, comparativement à des augmentations moyennes de quelque 2 % par année entre 2003 et 2007. En 2012, les ventes au détail totales en kWh ont été inférieures de 0,7 % à celles de 2011. UNS Gas et UNS Electric ont subi des répercussions semblables. Les augmentations moyennes annuelles du nombre de clients au détail de ces deux entreprises sont demeurées inférieures à 1 % de 2008 à 2012, comparativement à des taux de croissance annuelle moyenne de 3 % entre 2003 et 2007. Même si une amélioration de la conjoncture économique dans l'État de l'Arizona est attendue, si elle ne s'améliorait pas ou se détériorait, les taux de croissance de la clientèle au détail pourraient stagner ou ralentir et l'utilisation d'électricité par les clients pourrait baisser davantage et avoir des répercussions néfastes sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie de UNS Energy, ainsi que sur ceux de Fortis par suite de l'acquisition.

Actifs sous utilisés

Les centrales alimentées au charbon San Juan, Four Corners et Navajo dans lesquelles TEP détient une participation pourraient être contraintes de fermer avant la fin de leur durée de vie utile en raison de récents changements de la réglementation environnementale. D'éventuels changements de la réglementation environnementale concernant les émissions de CO₂ pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur la capacité des centrales alimentées au charbon dont TEP reçoit de l'électricité de poursuivre leur exploitation de manière rentable, voir du tout. Si l'une des centrales alimentées au charbon dont TEP reçoit de l'électricité devait fermer avant la fin de sa durée de vie utile, TEP pourrait subir une dévaluation importante de ses actifs et devoir engager des dépenses supplémentaires au titre de l'entretien, de la mise hors service et de la résiliation des contrats à long terme d'achat de charbon de ces centrales. La fermeture de n'importe laquelle de ces centrales pourrait contraindre TEP à se tourner vers des sources plus coûteuses pour obtenir l'énergie que lui fournissait cette centrale. Il se pourrait que TEP ne soit pas autorisée à chercher à se faire rembourser ces augmentations de coûts par le truchement des tarifs pratiqués auprès des clients. Voir la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale ».

Les avancées technologiques et la mise en œuvre de nouvelles normes EE visant l'électricité continueront d'avoir des répercussions d'importance sur les ventes au détail, qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie de UNS Energy

Une prise de conscience quant aux coûts énergétiques et des préoccupations sur le plan environnemental ont augmenté la demande pour les produits censés diminuer l'utilisation de l'électricité par les consommateurs. TEP et UNS Electric font aussi la promotion de programmes de GD conçus pour aider les consommateurs à réduire leur utilisation d'électricité, et ces démarches s'intensifieront grandement en conséquence des règles sur l'efficacité énergétique approuvées en 2010 par l'ACC et entrant en vigueur en 2012. Sauf si l'ACC prend des dispositions spécifiques pour la récupération des revenus fondés sur l'utilisation qui sont perdus en raison de ces programmes d'efficacité énergétique, la diminution des ventes au détail qui pourrait découler du succès de ces démarches pourrait avoir une incidence néfaste sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie de TEP et de UNS Electric, ainsi que sur ceux de Fortis par suite de l'acquisition.

Des avancées technologiques pourraient réduire la demande d'électricité

Les activités de recherche et développement se poursuivent à l'égard des nouvelles technologies de production d'électricité ou de réduction de la consommation d'électricité. Ces technologies regroupent les énergies renouvelables, la production axée sur les clients, l'efficacité énergétique, ainsi que les appareils et équipements moins énergivores. L'avancement de ces technologies, tout autant que d'autres technologies, pourraient entraîner une diminution du coût de production de l'électricité ou rendre moins rentables les installations de production actuelles de UNS Energy. En outre, les progrès accomplis par ces technologies pourraient donner lieu à une diminution de la demande d'électricité, qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie de TEP et de UNS Electric, ainsi que sur ceux de Fortis par suite de l'acquisition.

Le revenu, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de UNS sont saisonniers et sont assujettis aux conditions météorologiques et aux habitudes d'utilisation des clients

TEP gagne d'ordinaire la majeure partie de son revenu d'exploitation et de son revenu net au cours du troisième trimestre puisque les clients du marché de détail recourent davantage au conditionnement de l'air pendant l'été. À l'inverse, le revenu net de TEP pour le premier trimestre est en général limité par une saison hivernale relativement douce dans le territoire où elle offre des services sur le marché de détail. Le bénéfice de UNS Electric est soumis à des variations similaires, tandis que le chiffre d'affaires de UNS Gas atteint son sommet en hiver, avec le chauffage résidentiel. Lorsqu'en été il fait moins chaud et en hiver il fait moins froid, la consommation des clients est susceptible de diminuer pour ces trois entreprises, avec des répercussions défavorables sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et le revenu net attribuables à une diminution des ventes.

Les entreprises de services publics de UNS sont soumises à la réglementation de l'ACC, qui fixe les tarifs au détail des sociétés et supervise plusieurs aspects de leurs entreprises de différentes façons susceptibles d'avoir des répercussions néfastes sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie

L'ACC est un organisme de réglementation qui est régi par la constitution de l'État de l'Arizona et compte cinq commissaires élus. Les commissaires sont élus à l'échelle de cet État pour des mandats décalés de quatre ans, et ne peuvent remplir plus de deux mandats. Il s'ensuit que la composition de la commission et, par le fait même, ses politiques, seront susceptibles de varier à tous les deux ans.

L'ACC est responsable de l'établissement des tarifs pour l'électricité et le gaz du marché de détail qui permettent aux entreprises de services publics de l'Arizona de récupérer leurs coûts associés au service et de dégager un rendement raisonnable. Les ordonnances tarifaires de l'ACC réglementent aussi le coût du capital moyen et la structure du capital des entreprises de services publics de UNS, entre autres éléments, ce qui restreint le pouvoir discrétionnaire de la direction quant à la gestion de ces entreprises. Les décisions que prennent les fonctionnaires élus susmentionnés à cet égard se répercutent sur le revenu net et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de UNS.

En mai 2013, l'ACC a entrepris une étude, qu'elle a interrompue par la suite, pour évaluer la possibilité d'ouvrir à la concurrence le marché du détail de l'électricité de l'État de l'Arizona. Si l'ACC prend ultimement la décision d'introduire la concurrence sur le marché du détail de l'électricité, il pourrait s'ensuivre des conséquences défavorables sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie de TEP et de UNS Electric. Voir la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation ».

Des modifications de la réglementation fédérale américaine dans le domaine de l'énergie pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de UNS

Les entreprises de services publics de UNS sont soumises à l'incidence d'une réglementation fédérale exhaustive et évolutive aux États-Unis, qui entraîne continuellement des modifications de structure dans les secteurs des entreprises de services publics d'électricité et de gaz et des changements dans les modes de réglementation de ces secteurs. Les entreprises de services publics de UNS sont réglementées par la FERC. La FERC jouit de la compétence en matière de tarifs pour le commerce du transport d'électricité entre les États, ainsi qu'à l'égard des ventes d'électricité au prix du gros. Les modifications apportées à la réglementation par la FERC pourraient avoir des répercussions défavorables sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de UNS.

Les entreprises de services publics de UNS sont assujetties à nombre de lois et de règlements sur la protection de l'environnement pouvant donner lieu à une augmentation de leurs coûts d'exploitation ou les exposer à des litiges et à des responsabilités en matière de protection de l'environnement. Plusieurs de ces règlements pourraient avoir de lourdes conséquences pour TEP en raison du fait qu'elle utilise le charbon comme principal combustible pour produire de l'électricité

Un grand nombre de lois et de règlements sur la protection de l'environnement des ordres fédéral, étatique et local des États-Unis et de l'État de l'Arizona ont des répercussions sur l'exploitation actuelle et future des filiales du secteur des services publics réglementés de UNS Energy. Ces lois et règlements comportent des règles concernant les émissions atmosphériques, l'utilisation de l'eau, le rejet des eaux usées, les déchets solides, les déchets dangereux et la gestion des résidus de combustion du charbon.

Ces lois et règlements peuvent entraîner une augmentation des coûts, notamment des coûts en capital et des coûts d'exploitation, particulièrement en ce qui a trait aux démarches en matière de conformité concentrées sur les centrales existantes et aux nouvelles normes à respecter concernant les nouvelles centrales et les centrales existantes. Ces lois et règlements exigent en général que TEP et UNS Electric obtiennent et respectent un vaste éventail de licences, de permis, d'autorisations et d'autres approbations en matière de protection de l'environnement. Des fonctionnaires, tout autant que des particuliers, pourraient chercher à faire appliquer des lois ou des règlements en matière d'environnement à l'endroit de UNS Energy et de ses filiales du secteur des services publics réglementés. En cas de défaut de conformité avec les lois et les règlements applicables, les autorités de réglementation pourraient tenter des poursuites contre UNS Energy et ses filiales du secteur des services publics réglementés, leur imposer des amendes et des pénalités civiles et criminelles ou encore exiger qu'elles effectuent de coûteuses mises à niveau de leur équipement.

Les lois et règlements actuels en matière d'environnement peuvent être révisés ou de nouvelles lois ou de nouveaux règlements en matière d'environnement peuvent être adoptés ou devenir applicables aux installations et à l'exploitation des entreprises de services publics de UNS. L'augmentation des coûts liés au respect de ceux-ci, des restrictions supplémentaires visant l'exploitation ou l'ajout d'autres règlements pourraient avoir des conséquences défavorables sur les résultats d'exploitation des entreprises de services publics de UNS, à plus forte raison si ces coûts ne peuvent être entièrement récupérés auprès des clients. L'obligation de TEP de se conformer aux règles de mise à niveau de l'EPA en tant que participant à l'égard des centrales électriques San Juan, Four Corners et Navajo, conjuguée à l'incidence financière des lois futures sur les changements climatiques, à d'autres règlements environnementaux et à d'autres considérations commerciales, pourrait compromettre la rentabilité de ces centrales électriques ou la faculté des participants de remplir leurs propres obligations et de maintenir leur participation dans ces centrales. TEP n'a aucun moyen de prédire l'issue de ces enjeux.

TEP est aussi tenue par contrat de payer une partie des coûts de la remise en état environnementale engagés à l'égard des centrales dans lesquelles elle a une participation minoritaire, et elle a l'obligation de payer des coûts semblables à l'égard des mines de charbon qui approvisionnent ces centrales. Bien que TEP ait comptabilisé la partie de ses obligations au titre des coûts de remise en état susmentionnés qu'elle peut déterminer au moment présent, le total des coûts pour la remise en état définitive à l'égard de ces emplacements n'est pas connu et pourrait être considérable.

De nouveaux règlements fédéraux visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre pourraient entraîner une augmentation des charges d'exploitation de TEP et occasionner une modification de la composition du parc de génératrices de TEP, pour la plupart alimentées au charbon

Étant donné que l'EPA a établi, en décembre 2009, que les émissions de gaz à effet de serre représentaient un danger pour la santé et le bien-être publics, cet organisme a entrepris un processus de réglementation des émissions de gaz à effet de serre. En outre, la question des changements climatiques a été abordée par les instances étatiques et fédérales, ainsi que sur la scène internationale, par voie de propositions et d'études en cours qui pourraient aussi mener à la réglementation du CO₂ et d'autres gaz à effet de serre. Toute mesure de réglementation susceptible d'être prise éventuellement pour aborder les enjeux liés aux changements climatiques à l'échelle planétaire représente un risque commercial pour l'exploitation de UNS Energy. En 2012, 72 % du total des ressources énergétiques de TEP provenaient de ses centrales alimentées au charbon.

Les diminutions des émissions de CO₂ jusqu'aux niveaux précisés dans certaines propositions pourraient avoir des conséquences défavorables sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de UNS Energy si les coûts associés aux mesures de contrôle ou de réduction de celles-ci ne peuvent être récupérés auprès des clients. En juin 2013, le président Obama a donné pour directives à l'EPA d'aller de l'avant avec la réglementation des émissions de carbone pour les centrales alimentées au combustible fossile, tant nouvelles qu'existantes. Pour les centrales existantes, le président a ordonné à l'EPA de proposer des normes sur les émissions de carbone d'ici le 1^{er} juin 2014, de mettre ces normes en forme définitive d'ici le 1^{er} juin 2015 et d'exiger que les États soumettent leurs plans de mise en œuvre pour se conformer à ces normes d'ici le 30 juin 2016. Des changements aux lois environnementales existantes s'appliquant aux actifs de production d'électricité de TEP et de UNS Electric pourraient avoir des conséquences défavorables sur la

capacité de certaines centrales de rentabiliser, voire de poursuivre, leur exploitation et même nécessiter d'importantes dépenses en capital pour rendre ces centrales conformes à toute nouvelle loi. Il existe un risque particulier que des nouvelles règles proposées par l'EPA puissent gravement compromettre la capacité d'exploiter de manière rentable certaines centrales électriques alimentées au charbon de TEP, voire de les exploiter. Si l'une des centrales alimentées au charbon dont TEP reçoit de l'électricité devait fermer avant la fin de sa durée de vie utile, TEP serait vraisemblablement contrainte à se tourner vers des sources plus coûteuses pour obtenir l'énergie que lui fournissait cette centrale et pourrait subir une dévaluation importante de ses actifs. L'incidence de cette législation ou réglementation abordant les enjeux liés aux changements climatiques à l'échelle planétaire dépendrait des modalités spécifiques des mesures envisagées et ne peut être établie au moment présent.

Défaut de respecter les normes en matière d'énergie renouvelable et les normes d'efficacité énergétique visant le gaz

Les normes en matière d'énergie renouvelable de l'ACC obligent TEP et UNS Electric à augmenter chaque année leur recours aux énergies renouvelables jusqu'à ce qu'elles comblent, d'ici 2025, au moins 15 % du total de leurs besoins énergétiques. En outre, en 2010, l'ACC a approuvé des normes d'efficacité énergétique visant le gaz et des normes d'efficacité énergétique visant l'électricité qui sont conçues de manière à obliger TEP, UNS Gas et UNS Electric à mettre en œuvre des programmes efficaces sur le plan des coûts afin de réduire la consommation d'énergie des clients. Il est possible que ces normes en matière d'énergie renouvelable et normes d'efficacité énergétique visant le gaz ne soient pas respectées et que TEP, UNS Gas et UNS Electric encourent des sanctions ou subissent des conséquences financières défavorables.

L'instabilité ou des perturbations des marchés financiers pourraient entraîner une augmentation des frais de financement de UNS Energy, limiter son accès aux marchés du crédit et accroître ses obligations de provisionnement du régime de retraite, soit des facteurs pouvant nuire considérablement à la liquidité de UNS Energy et à sa capacité de mener à bien sa stratégie financière

UNS Energy doit pouvoir recourir aux marchés bancaires et aux marchés financiers en tant qu'importantes sources de liquidités et en ce qui a trait à ses besoins en capitaux qui ne peuvent être comblés avec les flux de trésorerie provenant de l'exploitation. Les perturbations des marchés comme celles survenues aux États-Unis et à l'échelle internationale au cours des quatre dernières années peuvent faire grimper le coût des emprunts ou avoir une incidence défavorable sur la capacité de UNS Energy d'avoir accès aux sources de liquidités nécessaires pour financer ses exploitations et satisfaire ses obligations à l'échéance. Ces perturbations peuvent inclure des troubles dans le secteur des services financiers, y compris l'incertitude régnant à l'égard d'établissements de prêt particuliers et de contreparties avec lesquels UNS Energy fait affaire, une instabilité sans précédent des marchés sur lesquels les titres en circulation de UNS Energy sont actuellement négociés, ainsi que les ralentissements économiques généralisés dans les territoires où sont exploitées les filiales de UNS Energy du secteur des services publics réglementés. Si UNS Energy n'était pas en mesure d'obtenir du crédit à des taux concurrentiels, ou si ses coûts d'emprunt augmentaient considérablement, sa capacité de financer son exploitation, de remplir ses obligations à court terme et de mettre à exécution sa stratégie financière pourraient en subir les contrecoups.

L'évolution de la situation sur le marché pourrait avoir une incidence défavorable sur la valeur marchande des actifs détenus dans le régime de retraite et d'autres régimes s'adressant aux retraités de UNS Energy, et pourrait faire augmenter le montant et devancer l'échéance des cotisations futures obligatoires au titre du provisionnement. Voir la rubrique « Obligations au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages sociaux des membres du personnel de UNS Energy ».

TEP, UNS Gas et UNS Electric sont assujetties au risque lié aux ventes en gros à crédit

TEP, UNS Gas et UNS Electric sont assujetties au risque lié à leurs activités respectives de vente, d'achat, d'approvisionnement et de couverture sur le marché du commerce de gros. Elles sont notamment soumises au risque de non-paiement de ventes d'électricité et aux risques liés aux livraisons en ce qui concerne les achats d'électricité et de gaz. Ces trois entreprises sont toutes parties à des contrats à terme matériels et financiers susceptibles d'entraîner des évaluations positives à la valeur du marché qui représentent des risques de défaut. Si les défauts et les non-paiements découlant de ces activités étaient considérables, ils pourraient avoir des conséquences défavorables sur la situation financière des entreprises de services publics de UNS.

Le revenu net et les flux de trésorerie de UNS Energy pourraient subir l'incidence défavorable d'une hausse des taux d'intérêt

Au 13 février 2013, TEP avait pour 215 millions de dollars US de titres de créance à taux variable exonérés d'impôt, dont une tranche de 50 millions de dollars US bénéficie d'une couverture au moyen d'un swap de taux d'intérêt fixe-variables jusqu'en septembre 2014. Les taux d'intérêt variables sont établis hebdomadairement, avec un taux d'intérêt maximum de 20 % sur un montant de 178 millions de dollars US de titres de créance et de 10 % sur la tranche restante de 37 millions de dollars US. Le taux d'intérêt hebdomadaire s'est établi en moyenne de 0,06 % à 0,26 % en 2012.

UNS Energy, TEP, UNS Gas et UNS Electric sont également assujetties aux risques découlant des changements de taux d'intérêt à l'égard de leurs emprunts aux termes de facilités de crédit renouvelables. Les emprunts aux termes de facilités de crédit renouvelables peuvent être contractés d'après un taux majoré par rapport au TIOL ou à un autre taux de base. Chacune de ces ententes constitue une facilité consentie et expire en novembre 2016, sous réserve des droits des prêteurs de mettre fin à ces facilités par suite de l'acquisition.

Si la situation sur les marchés financiers donnait lieu à une hausse des taux d'intérêt, l'augmentation correspondante du coût des emprunts à taux variable aurait une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie de UNS Energy, de TEP, de UNS Gas et de UNS Electric.

TEP, UNS Gas et UNS Electric pourraient être tenues d'offrir une garantie sur marge aux termes de leurs conventions d'approvisionnement en électricité et en combustible, ce qui pourrait avoir des répercussions défavorables sur leur liquidité

TEP, UNS Gas et UNS Electric s'assurent d'avoir des ressources d'approvisionnement en électricité et en combustibles pour servir leurs clients respectifs du marché de détail. Les ententes aux termes desquelles ces entreprises de services publics réglementés s'assurent d'obtenir ces ressources comportent l'obligation d'offrir une amélioration des modalités de crédit sous forme de sommes au comptant ou de lettres de crédit dans certaines circonstances, y compris les changements dans les cours de l'électricité et dans l'approvisionnement en combustibles qui influent sur la valeur des contrats, ou encore une modification des cotes de solvabilité des entreprises respectives.

Pour garantir cette amélioration des modalités de crédit, TEP, UNS Gas et UNS Electric seraient contraintes d'utiliser les liquidités disponibles, de retirer des sommes aux termes de leurs ententes de crédit renouvelable, ou encore d'émettre des lettres de crédit aux termes de leurs ententes de crédit renouvelable.

Le montant maximum que TEP peut utiliser aux termes de sa facilité de crédit renouvelable s'élève à 200 millions de dollars US. Au 30 septembre 2013, TEP pouvait emprunter jusqu'à 199 millions de dollars US aux termes de sa facilité de crédit renouvelable. Le montant maximum que UNS Gas ou UNS Electric peuvent emprunter s'élève à 70 millions de dollars US, pour autant que le montant combiné tiré par ces deux sociétés ne dépasse pas 100 millions de dollars US (le plafond de leur capacité d'emprunt combinée aux termes de la facilité de crédit renouvelable). Au 30 septembre 2013, UNS Gas pouvait emprunter 70 millions de dollars US et UNS Electric, 47 millions de dollars US, aux termes de leur facilité de crédit renouvelable. À l'occasion, TEP, UNS Gas et UNS Electric se servent de leurs facilités de crédit renouvelables respectives pour offrir des garanties. Si des garanties supplémentaires étaient requises, la capacité de TEP, de UNS Gas et(ou) de UNS Electric de financer leurs besoins en capitaux pourrait en subir les contrecoups. En date du 30 septembre 2013, TEP et UNS Electric avaient chacune affecté en garantie moins de 1 million de dollars US auprès de contractants sous forme de sommes au comptant ou de lettres de crédit.

UNS Energy et ses filiales ont des dettes qui pourraient avoir une incidence défavorable sur leurs entreprises et leurs résultats d'exploitation

UNS Energy n'a pas elle-même d'exploitation et tire la totalité de ses revenus et de ses flux de trésorerie de ses filiales. Au 31 décembre 2012, le ratio de la dette totale (y compris les obligations au titre des contrats de location-acquisition moins les investissements en créances de location) par rapport à la capitalisation totale de UNS Energy et de ses filiales était de 63 %. En raison de ce niveau d'endettement :

- UNS Energy et ses filiales doivent consacrer une importante partie de leurs liquidités au remboursement du capital et des intérêts de leurs dettes, ce qui pourrait diminuer les fonds disponibles pour le fonds de roulement, les immobilisations et les autres fins générales de l'entreprise;
- la capacité de UNS Energy et de ses filiales d'emprunter des sommes supplémentaires au titre du fonds de roulement, des immobilisations, des exigences du service de la dette, de la mise en oeuvre de sa stratégie commerciale ou à d'autres fins pourrait être limitée;
- la capacité de UNS Energy de verser des dividendes par suite de l'acquisition pourrait être limitée; et
- la réalisation des avantages que Fortis s'attend à recevoir de l'acquisition pourrait être touchée défavorablement.

Les coûts liés à l'achat des actifs loués de TEP et les coûts liés à l'obtention de sources de production d'électricité de remplacement ou aux achats d'électricité en 2015 pourraient nécessiter l'injection de sommes au comptant considérables au cours d'une courte période, qu'il serait difficile de financer

En août et en octobre 2013, TEP a exercé des options d'achat à l'égard d'une participation indivise supplémentaire globale de 35,4 % dans l'unité 1 de Springerville auprès des autres titulaires de participation à un prix d'achat global d'environ 65,5 millions de dollars US, et la clôture des options d'achat des baux doit avoir lieu en décembre 2014 et en janvier 2015. En 2015, après l'acquisition par TEP de la participation supplémentaire de 35,4 % dans l'unité 1 de Springerville et l'expiration des baux visant l'unité 1 de Springerville, la capacité reçue par TEP de ces installations sera réduite à 49,5 % de la capacité de production continue de l'unité 1 de Springerville.

En août 2013, TEP a amorcé des négociations exclusives avec Entegra visant l'achat de la centrale Gila River, une unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une capacité nominale de 550 MW. L'achat de Gila River, s'il est conclu, permettra de remplacer la capacité louée de production alimentée au charbon qui sera perdue après l'expiration des baux visant l'unité 1 de Springerville.

Les installations de manutention de charbon de Springerville pourront être acquises en 2015 à un prix fixe de 120 millions de dollars US. TEP loue aussi une participation indivise de 50 % dans les installations communes de Springerville et les principaux arrangements de location se terminent en 2017 et en 2021. À l'expiration des baux visant les installations de manutention de charbon de Springerville et des baux visant les installations communes de Springerville (que ce soit à la fin de la durée initiale ou de toute durée de renouvellement), TEP est tenue d'acheter les unités 3 et 4 de Springerville tel qu'il est prévu dans ses ententes avec les propriétaires de celles-ci. Lors de l'acquisition par TEP, le propriétaire de l'unité 3 de Springerville a l'option et le propriétaire de l'unité 4 de Springerville a l'obligation d'acheter de TEP une participation de 14 % dans les installations communes de Springerville et une participation de 17 % dans les installations de manutention de charbon de Springerville.

Pour effectuer l'acquisition prévue de la participation supplémentaire de 35,4 % dans l'unité 1 de Springerville, de Gila River et des installations de manutention de charbon de Springerville en 2014 et en 2015, TEP devra engager en peu de temps des dépenses en capital considérables qu'elle pourrait avoir de la difficulté à financer.

La réglementation et d'autres restrictions pourraient limiter la capacité de TEP, de UNS Gas et de UNS Electric de faire des distributions à UNS Energy

En tant que société de portefeuille, UNS Energy dépend des revenus et des distributions de fonds de ses filiales pour régler ses dettes. Plusieurs restrictions pourraient empêcher les entreprises de services publics de transférer des fonds à UNS Energy, notamment les suivantes :

- TEP, UNS Gas et UNS Electric ne peuvent consentir des prêts à des filiales ni émettre de titres sans l'autorisation de l'ACC;
- la loi intitulée *Federal Power Act* dispose qu'une entreprise de services publics du secteur de l'électricité ne peut pas verser des dividendes sur des fonds correctement inscrits dans des comptes capital. Même si TEP avait un solde positif des bénéfices non répartis au 30 septembre 2013, elle a un historique de déficit accumulé plutôt que de bénéfices non répartis positifs. UNS Energy est d'avis qu'il existe un fondement raisonnable pour que TEP puisse verser des dividendes sur le revenu de l'exercice en cours même si elle a un déficit accumulé. Toutefois, rien ne garantit que la FERC autoriserait de tels versements de dividendes; et
- TEP, UNS Gas et UNS Electric doivent être en règle avec les conventions relatives à leurs dettes respectives afin de pouvoir verser des dividendes à UNS Energy.

Des restrictions de cette nature pourraient limiter la capacité de UNS Energy de verser des dividendes par suite de l'acquisition et pourraient toucher défavorablement la réalisation des avantages que Fortis s'attend à recevoir de l'acquisition.

Des besoins imprévus en financement ou des réductions du revenu net inattendues pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de respecter les engagements financiers contenus dans les conventions de crédit de UNS Energy, de TEP et de UNS Electric

Les conventions de crédit et de remboursement de UNS Energy, de TEP et de UNS Electric prévoient des plafonds d'endettement. Les ratios d'endettement sont calculés en tant que ratio de la dette totale par rapport au capital total. La capacité de respecter ces engagements pourrait subir l'incidence défavorable de besoins imprévus en financement ou d'imputations inattendues au bénéfice ou à

l'avoir des actionnaires. Si UNS Energy, TEP ou UNS Electric cherchaient à renégocier un assouplissement des dispositions pertinentes elles pourraient devoir verser des frais ou assumer des taux d'intérêt plus élevés sur les emprunts à titre de condition pour toute modification de ces dispositions ou renonciation à celles-ci.

L'exploitation de centrales électriques comporte des risques susceptibles d'entraîner fortuitement des interruptions ou une réduction de la capacité de production, qui pourraient avoir des conséquences défavorables sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie de TEP ou de UNS Electric

L'exploitation de centrales électriques comporte certains risques, y compris les pannes ou les défaillances d'équipement (notamment en raison de l'usure normale, de vices cachés, d'erreurs de conception ou d'erreurs commises par les opérateurs), les interruptions de l'approvisionnement en combustible et des niveaux d'efficacité ou un rendement de l'exploitation inférieurs à ceux attendus. Les interruptions inattendues, y compris les interruptions planifiées dont la durée est prolongée en raison de pannes d'équipement ou d'autres complications, se produisent de temps à autre et font partie des risques inhérents à l'entreprise de TEP et de UNS Electric. Rien ne garantit que l'exploitation des installations de production d'électricité de TEP ou de UNS Electric pourra se poursuivre de la manière prévue. TEP ou UNS Electric pourrait être touchée défavorablement par une interruption non planifiée ou une panne d'équipement. En outre, les couvertures d'assurance applicables pourraient ne pas être suffisantes pour protéger les entreprises de TEP et de UNS Electric contre les conséquences défavorables de ces défaillances d'exploitation.

Une réduction importante de l'approvisionnement en eau pourrait avoir des conséquences défavorables sur les activités d'exploitation

Pour fonctionner, les centrales alimentées au gaz naturel et au charbon nécessitent un débit d'eau continu. Les variations des conditions météorologiques et climatiques, les précipitations saisonnières, le moment où survient la fonte et la vitesse à laquelle elle se produit, le ruissellement et d'autres facteurs échappant à la volonté de TEP et de UNS Electric peuvent contribuer à diminuer le débit d'eau qui alimente leurs centrales. Toute diminution importante du débit d'eau alimentant ces centrales limiterait la capacité de TEP et de UNS Electric de produire et de vendre de l'électricité provenant de ces installations et pourrait avoir une incidence défavorable sur l'entreprise de chacune d'elles. En outre, si la réglementation était modifiée ou devenait plus précise à l'égard de l'utilisation, du traitement et du rejet des eaux, ou en ce qui concerne les permis relatifs à l'eau, dans les territoires où sont exercées les activités de TEP et de UNS Electric, il pourrait s'ensuivre des conséquences défavorables pour l'entreprise de chacune d'elles.

Une interruption de l'approvisionnement en combustibles pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière des entreprises de services publics de UNS

Les entreprises de services publics de UNS dépendent de tiers pour leur approvisionnement en combustibles, notamment le gaz naturel et le charbon. Il existe donc des risques liés aux interruptions de l'approvisionnement et à l'instabilité du prix des combustibles, dans les cas où les combustibles livrés ne correspondraient pas exactement à ceux qui sont nécessaires au titre des ventes d'électricité ou pour la production d'électricité, partiellement en raison du besoin d'acheter à l'avance les stocks de combustibles par souci de fiabilité et de répartition. Toute interruption des services de transport des combustibles, qu'elle survienne en raison de problèmes causés par les conditions météorologiques, de grèves, de lock-outs, de défaillances aux écluses et aux barrages, de pannes de pipeline ou d'autres événements, pourrait compromettre la capacité de livrer l'électricité ou le gaz ou de produire l'électricité et avoir des répercussions défavorables sur l'exploitation. De plus, la perte de fournisseurs de charbon ou l'incapacité de renouveler à des conditions favorables les contrats d'approvisionnement en charbon et en gaz naturel pourraient compromettre gravement la capacité de fournir les services aux clients et avoir une incidence défavorable sur la situation financière et les résultats d'exploitation des entreprises de services publics de UNS.

Les installations et l'exploitation de UNS Energy pourraient être touchées par des désastres naturels ou d'autres événements catastrophiques

Les installations de production de UNS Energy et leur exploitation courent le risque de subir des dommages ou des pertes partielles ou totales causés par des désastres environnementaux (p. ex. inondations, vents violents, incendies et tremblements de terre), des pannes d'équipement, des actes de vandalisme, des événements pouvant avoir des répercussions catastrophiques comme un accident ou un incident grave à l'un des emplacements, ainsi que d'autres événements échappant à la volonté de UNS Energy. L'exploitation de réseaux de transport et de distribution comporte certains risques, y compris les fuites de gaz, incendies, explosions, ruptures de pipeline et d'autres dangers et risques susceptibles de causer des interruptions imprévues, des blessures corporelles ou des dommages matériels. Les incidents susmentionnés sont tous susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur UNS Energy. Dans certains cas, il se peut que certains événements ne puissent soustraire UNS Energy et ses filiales du secteur des services publics à leurs obligations d'exécution prévues par des conventions avec des tiers.

TEP pourrait subir des coûts plus élevés et encourir de lourdes sanctions découlant de normes de transport obligatoires

En conséquence de la loi intitulée *Energy Policy Act of 2005*, les propriétaires et les exploitants de réseaux de transport en vrac d'énergie, notamment TEP, sont assujettis à des normes de transport obligatoires élaborées et mises en application par la NERC et soumises à la supervision par le FERC. Pour se conformer à des normes de transport modifiées ou à de nouvelles normes de transport, TEP pourrait devoir engager des charges d'exploitation et des coûts en capital plus élevés. Le défaut de se conformer aux normes de transport obligatoires pourrait assujettir TEP à des sanctions, notamment de lourdes sanctions pécuniaires.

UNS Energy pourrait faire l'objet de cyberattaques et courir des risques liés à la sécurité des renseignements

En tant qu'exploitants d'infrastructures énergétiques d'importance critique, UNS Energy et ses filiales du secteur des services publics réglementés sont possiblement plus exposées aux cyberattaques et leurs systèmes d'entreprise et de technologie de l'information pourraient être plus vulnérables aux désactivations ou aux défaillances causées par les accès non autorisés attribuables à des actes de piraterie informatique, des virus, des actes de guerre ou de terrorisme ou à d'autres causes. En outre, dans le cours normal de ses activités d'exploitation, une entreprise de services publics doit pouvoir accéder à des renseignements sensibles sur les clients, notamment à des renseignements personnels et à des renseignements sur le crédit. S'il survenait une divulgation importante ou hautement médiatisée de ces renseignements malgré les mesures de sécurité mises en place par UNS Energy et ses filiales du secteur des services publics réglementés, celles-ci pourraient subir une interruption de leur exploitation, l'endommagement de leurs biens, le vol de renseignements sur leurs clients, des pertes considérables de revenus, des frais d'intervention et d'autres pertes financières. UNS Energy et ses filiales du secteur des services publics réglementés pourraient aussi de ce fait être soumises à une réglementation plus stricte ou à des poursuites et subir une atteinte à la réputation, tous des facteurs susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur leurs entreprises et leurs résultats d'exploitation.

TEP ou UNS Electric pourrait ne pas obtenir les droits de passage nécessaires pour la construction de lignes de transport et des installations de distribution connexes et être contrainte de trouver d'autres moyens pour offrir des sources d'énergie adéquates et maintenir la fiabilité des services offerts aux clients

TEP et UNS Electric dépendent des organismes gouvernementaux des ordres fédéral, étatique et local, ainsi que des intervenants de la nation Navajo, pour obtenir les droits de passage et les permis relatifs aux emplacements pour construire les lignes de transport et les installations de distribution connexes. S'il n'était pas possible d'obtenir les droits de passage et les permis relatifs aux emplacements nécessaires pour la construction de nouvelles lignes de transport :

- TEP et UNS Electric pourraient devoir se tourner vers des solutions de rechange plus coûteuses pour fournir de l'électricité à leurs clients ;
- TEP et UNS Electric pourraient ne pas être en mesure de maintenir la fiabilité de leurs services dans les régions où elles les offrent; ou
- la capacité de TEP et de UNS Electric de fournir de l'électricité à de nouveaux clients pourrait être touchée défavorablement.

TEP et UNS Electric se servent de lignes de transport dont elles n'ont ni la propriété ni le contrôle, ce qui pourrait nuire à leur capacité de produire, de vendre et de livrer de l'électricité

Pour livrer une partie de l'électricité qu'elles produisent, TEP et UNS Electric dépendent de lignes de transport et d'installations de distribution appartenant à d'autres entreprises de services publics et sociétés du secteur énergétique, qui en sont aussi les exploitantes. L'interruption prolongée du transport, une défaillance de tout réseau de transport pertinent, ou encore une insuffisance en matière d'installations de transport et de distribution, sont des facteurs qui peuvent se répercuter sur la capacité de TEP et de UNS Electric de produire, de vendre et de livrer l'électricité, et avoir une incidence défavorable importante sur leurs entreprises respectives.

Relations de travail

Les membres du personnel syndiqué des filiales du secteur des services publics de UNS Energy sont membres de syndicats ayant conclu des conventions collectives avec leur employeur respectif. Les dispositions de ces conventions collectives touchent la souplesse et l'efficacité des activités exercées par les filiales du secteur des services publics de UNS Energy. Bien que les filiales du secteur des services publics de UNS Energy soient d'avis que leurs relations avec leurs syndicats de travail respectifs sont satisfaisantes, rien ne garantit que les relations actuelles se poursuivront lors des négociations futures, ni que les modalités des

conventions collectives actuelles seront renouvelées. Les conventions collectives visant certains membres du personnel de TEP, de UNS Gas et de UNS Electric expirent en 2014, en 2015 et en 2016. L'incapacité de maintenir ou de renouveler les conventions collectives à des conditions acceptables pourrait, par suite de conflits de travail, augmenter les coûts de la main-d'œuvre ou occasionner des interruptions du service pour les filiales du secteur des services publics de UNS Energy, ce qui pourrait nuire aux résultats d'exploitation, aux flux de trésorerie et au revenu net de ces entreprises et à ceux de UNS Energy.

Pertes sous-assurées et non assurées

UNS Energy et ses filiales du secteur des services publics maintiennent en tout temps une garantie d'assurance relative aux responsabilités potentielles et à la perte accidentelle de valeur de certains de leurs éléments d'actif contre les risques, d'après les montants jugés appropriés, tenant compte de tous les facteurs pertinents, y compris les pratiques des propriétaires d'éléments d'actif ou d'exploitations similaires. Il est prévu que cette garantie d'assurance sera maintenue. Toutefois, les risques ne sont pas tous couverts par une assurance, et rien ne garantit que cette assurance sera toujours disponible ou qu'elle le sera toujours à des conditions réalisables sur le plan économique, ni que les montants de l'assurance seront suffisants pour couvrir les pertes ou les réclamations pouvant survenir concernant l'actif ou l'exploitation de UNS Energy ou de l'une quelconque de ses filiales du secteur des services publics.

Facteurs de risque liés aux reçus de versement

Le solde du prix d'achat d'un reçu de versement demeure impayé et le défaut d'un porteur de reçus de versement de payer le solde du prix d'achat au plus tard à la date du versement final aura des incidences défavorables pour le porteur

Chaque reçu de versement acheté dans le cadre du placement représente une obligation du porteur de celui-ci de payer la somme de 667 \$ par tranche de montant un capital de 1 000 \$ de débentures au plus tard à la date du versement final. Si le versement final du prix d'achat n'est pas effectué à l'échéance, le porteur défaillant n'aura plus le droit de payer le versement final sans l'autorisation du porteur de débentures vendeur. En outre, le porteur défaillant ne pourra plus exercer les droits décrits sous la rubrique « Modalités du placement – Reçus de versement – Droits et privilèges » et n'aura plus droit au capital et au montant compensatoire (le cas échéant) à l'égard de la débenture représentée par ce reçu de versement. En outre, si le porteur d'un reçu de versement ne paie pas le versement final à l'échéance, les débentures représentées par ce reçu de versement pourront, au gré du porteur de débentures vendeur, en conformité avec les lois applicables et les modalités de la convention relative aux reçus de versement, être confisquées au bénéfice du porteur de débentures vendeur à titre de règlement intégral des obligations du porteur défaillant, ou encore les débentures concernées pourront être vendues et le porteur défaillant sera tenu responsable de toute insuffisance du produit de cette vente. Le porteur de débentures vendeur aura le droit d'intenter une poursuite contre les porteurs défaillants qui n'ont pas payé le versement final au plus tard à la date du versement final. Si le porteur de débentures vendeur intentait une telle poursuite, cela pourrait avoir des incidences défavorables sur la société et sur le porteur de débentures vendeur, ainsi que sur le cours des débentures et des actions ordinaires.

Il n'existe actuellement aucun marché pour la négociation des reçus de versement

Il n'existe actuellement aucun marché pour la négociation des reçus de versement et il peut être impossible pour les acquéreurs des débentures de revendre les reçus de versement. Rien ne saurait garantir qu'un marché actif se développera pour les reçus de versement après le placement, ni, dans l'affirmative, qu'un tel marché sera maintenu. Ceci pourrait avoir une incidence sur le cours des reçus de versement sur le marché secondaire, la transparence et la disponibilité de leurs cours, leur liquidité et l'étendue des obligations de l'émetteur. Si un marché actif ne se développe pas ou ne se maintient pas pour les reçus de versement, les prix auxquels les reçus de versement seront négociés pourraient souffrir. Parmi les facteurs susceptibles de faire varier à la baisse le cours des reçus de versement, on compte la liquidité des reçus de versement, les taux d'intérêt en vigueur et le marché pour des titres semblables, le cours de titres d'emprunt assortis d'échéances comparables à celles des débentures, le cours des actions ordinaires, la conjoncture économique en général et la situation financière, le rendement historique et les perspectives de Fortis.

La Bourse TSX a approuvé sous condition l'inscription à la cote des reçus de versement (représentant les débentures et les débentures liées au placement privé) et des actions ordinaires qui seront émises lors de la conversion des débentures et des débentures liées au placement privé à la Bourse TSX. L'inscription à la cote est subordonnée à l'obligation, pour Fortis, de remplir toutes les conditions de la Bourse TSX au plus tard le 11 mars 2014. À l'heure actuelle, la société n'a pas l'intention de faire inscrire les débentures ou les débentures liées au placement privé à la cote de la Bourse TSX ou de toute autre bourse puisqu'elle prévoit que toutes les débentures et les débentures liées au placement privé seront converties en actions ordinaires à la date du versement final.

Fluctuations des cours

Le porteur d'un reçu de versement recevra l'entière propriété d'une débenture lors du paiement du versement final au plus tard à la date du versement final. Les fluctuations des taux d'intérêt entraîneront une fluctuation de la valeur des titres de créance assortis d'une échéance comparable à celle des débentures, ce qui se répercutera sur le cours des reçus de versement. L'instabilité du prix des reçus de versement sera plus grande que celle du prix des titres de créance assortis d'une échéance comparable à celle des débentures. Cette situation est attribuable au fait que le paiement pour les reçus de versement ne représente que 33,3 % du montant en capital total payable à l'égard de la débenture sous-jacente.

Qui plus est, le cours des actions ordinaires sous-jacentes aux débentures pourrait être instable. Cette instabilité pourrait diminuer la possibilité pour les porteurs de reçus de versement de vendre leurs reçus de versement à un prix avantageux, plus particulièrement si le cours des actions ordinaires devient inférieur au prix de conversion des débentures représentées par les reçus de versement. Cette instabilité pourrait être plus prononcée pour le cours des reçus de versement que celle à laquelle on pourrait s'attendre pour le cours d'autres titres de créance ou de titres qui ne sont pas convertibles ou échangeables. Des fluctuations du cours des actions ordinaires peuvent découler du fait que les résultats d'exploitation de la société ne satisfont pas aux attentes des analystes en valeurs mobilières ou des investisseurs au cours d'un trimestre donné, d'une révision à la baisse des estimations des analystes en valeurs mobilières, de mesures imposées par des autorités de réglementation gouvernementales, de la perception du marché quant à la probabilité que l'acquisition soit menée à bien, de changements défavorables dans la conjoncture en général ou dans les tendances économiques, d'acquisitions, de dispositions ou d'autres annonces publiques d'importance faites par Fortis, ou par les concurrents de Fortis, ainsi que de divers autres facteurs. Ces fluctuations généralisées des marchés peuvent avoir des répercussions néfastes sur le cours des reçus de versement et des actions ordinaires.

Les droits des porteurs de débentures pourraient changer

Les porteurs de débentures seront, avant le paiement du versement final, des porteurs de reçus de versement et seront liés par les modalités de la convention relative aux reçus de versement. La convention relative aux reçus de versement prévoit qu'en attendant le paiement du versement final, le titre des débentures offertes par les présentes sera détenu par le dépositaire pour le compte du porteur de débentures vendeur aux termes de l'engagement quant à la garantie du paiement du versement final. Les modalités de la convention relative aux reçus de versement peuvent être modifiées dans certaines circonstances, y compris avec l'approbation des porteurs de reçus de versement comptant pour les deux tiers du montant en capital des débentures représentées par ceux-ci. La description de la convention relative aux reçus de versement contenue dans le présent prospectus est assujettie intégralement aux dispositions de cette convention, que devraient examiner les porteurs de reçus de versement. La convention relative aux reçus de versement sera déposée par Fortis sur SEDAR à la date de clôture.

Emploi du produit

Il n'existe aucune restriction sur la capacité du porteur de débentures vendeur d'utiliser le produit du placement après la clôture, tant avant qu'après le paiement du versement final. Le porteur de débentures vendeur peut affecter toute partie de ce produit, avant la conclusion de l'acquisition, à des fins non reliées à l'acquisition, bien que Fortis s'attende à ce qu'il soit affecté ultimement au remboursement des montants tirés sur les facilités de crédit reliées à l'acquisition et à d'autres dépenses reliées à l'acquisition. Voir la rubrique « Emploi du produit ».

Droit de recevoir des débentures libres de toute charge susceptible d'être retiré

La société a l'obligation de racheter les débentures moyennant un prix correspondant à leur montant en capital majoré des intérêts accumulés après la survenance du premier des événements suivants : i) un avis est donné aux porteurs pour indiquer que les conditions d'approbation n'ont pas été respectées, ii) la convention d'acquisition est résiliée et iii) le 2 juillet 2015 si l'avis de versement final n'a pas été donné au plus tard le 30 juin 2015. Voir la rubrique « Modalités du placement – Débentures – Rachat ». Par conséquent, il est possible que les reçus de versement ne demeurent en circulation que durant une très courte période. Lors de ce rachat, un porteur n'aura plus le droit de payer le versement final ni de recevoir de débentures libres de toute charge et n'aura le droit de recevoir qu'un paiement net correspondant au prix de rachat, moins le montant du versement final autrement payable par ce porteur au porteur de débentures vendeur, plus les intérêts accumulés et impayés sur celui-ci. Jusqu'à ce que les conditions d'approbation soient respectées et que les débentures soient livrées aux porteurs de reçus de versement aux termes de la convention relative aux reçus de versement, ces porteurs disposeront des droits décrits sous la rubrique « Modalités du placement – Reçus de versement ».

Même si le droit des porteurs de reçus de versement de recevoir des débentures libres de toute charge peut être retiré par suite d'un rachat, par la société, des débentures tel qu'il est décrit aux présentes, l'acquisition pourrait tout de même être menée à bien par la

société. Si l'acquisition est conclue après le rachat des débetures, les porteurs de reçus de versement ne recevront aucun des avantages qui pourraient revenir aux actionnaires de la société après la conclusion de l'acquisition.

L'acquisition pourrait être conclue à d'autres conditions

Tant avant qu'après le paiement du versement final, la société peut modifier à son gré la convention d'acquisition et réaliser l'acquisition à des conditions pouvant être très différentes de celles envisagées dans le présent prospectus. Tout changement de cette nature n'aura aucune incidence sur l'obligation du porteur d'un reçu de versement de payer le versement final au plus tard à la date du versement final. Voir les rubriques « La convention d'acquisition » et « Facteurs de risque – Risques liés à l'acquisition – L'acquisition n'est pas menée à terme ».

Facteurs de risque liés aux débetures

Il n'existe actuellement aucun marché pour la négociation des débetures

Il n'existe actuellement aucun marché pour la négociation des débetures et il peut être impossible pour les acquéreurs des débetures de revendre les débetures souscrites aux termes du présent prospectus. La société n'a pas demandé l'inscription des débetures à la cote de la Bourse TSX mais a obtenu une approbation sous condition à l'égard de l'inscription à la cote des actions ordinaires en lesquelles les débetures peuvent être converties. Par conséquent, l'épargnant qui n'exerce pas le privilège de conversion à l'égard de débetures entièrement payées détiendra des titres que Fortis prévoit être hautement liquides. Rien ne saurait garantir qu'un marché actif se développera pour les débetures après le paiement du versement final ni, dans l'affirmative, qu'un tel marché sera maintenu. Ceci pourrait avoir une incidence sur le cours des débetures sur le marché secondaire, la transparence et la disponibilité de leurs cours, leur liquidité et l'étendue des obligations de l'émetteur. Si un marché actif ne se développe pas ou ne se maintient pas pour les débetures, les prix auxquels les débetures seront négociées pourraient en souffrir. Parmi les facteurs susceptibles de faire varier à la baisse le cours des débetures, on compte la liquidité des débetures, les taux d'intérêt en vigueur et le marché pour des titres semblables, le cours des actions ordinaires, la conjoncture économique en général et la situation financière, le rendement historique et les perspectives de la société.

Fluctuations des cours

Après la date du versement final, les intérêts cesseront de s'accumuler à l'égard des débetures. Par conséquent, leur valeur sera fonction de la valeur des actions ordinaires sous-jacentes en lesquelles la débenture peut être convertie. Le cours des actions ordinaires sous-jacentes aux débetures pourrait être instable. Cette instabilité pourrait diminuer la possibilité pour les porteurs de débetures de vendre leurs débetures à un prix avantageux, voire entraîner une plus grande instabilité pour le cours des débetures que celle à laquelle on pourrait s'attendre pour le cours d'autres titres de créance ou de titres qui ne sont pas convertibles. Des fluctuations du cours des actions ordinaires peuvent découler du fait que les résultats d'exploitation de la société ne satisfont pas aux attentes des analystes en valeurs mobilières ou des investisseurs au cours d'un trimestre donné, d'une révision à la baisse des estimations des analystes en valeurs mobilières, de mesures imposées par des autorités de réglementation gouvernementales, de la perception du marché quant à la probabilité que l'acquisition soit menée à bien, de changements défavorables dans la conjoncture en général ou dans les tendances économiques, d'acquisitions, de dispositions ou d'autres annonces publiques d'importance faites par Fortis, ou par les concurrents de Fortis, ainsi que de divers autres facteurs.

Dette existante et dette de rang prioritaire

À la date de clôture, la société s'attend à avoir une dette consolidée de quelque 8,4 milliards de dollars (y compris les débetures). Compte tenu de l'acquisition, dans l'hypothèse où le montant total du versement final est reçu à l'égard de chacune des débetures et des débetures visées par le placement privé et que l'ensemble de ces montants est affecté au remboursement d'une partie des facilités de crédit reliées à l'acquisition, de la conversion en actions ordinaires de toutes les débetures et les débetures visées par le placement privé et de la prise en charge de l'encours de la dette de UNS Energy, la direction estime que la dette consolidée de la société s'élèvera à 10,3 milliards de dollars. Voir les rubriques « Financement de l'acquisition » et « Structure du capital ».

Les débetures seront subordonnées à toutes les dettes de premier rang de la société. Voir la rubrique « Modalités du placement – Débetures – Subordination ». Par conséquent, en cas d'insolvabilité, de faillite, de liquidation, de restructuration ou de dissolution volontaire ou forcée de la société, l'actif de la société ne pourrait être affecté au règlement de ses obligations à l'égard des débetures que seulement après que celle-ci a payé l'ensemble de ses créanciers garantis et de tous les titulaires des dettes de premier rang. Il en résulte que la totalité ou quasi-totalité des actifs de la société pourrait ne pas pouvoir être affectée au règlement des réclamations des porteurs des débetures. Les actifs demeurant après de tels paiements pourraient être insuffisants pour le règlement des montants dus

relativement à toute partie ou à la totalité des débetures alors en circulation. Voir la rubrique « Facteurs de risque – Facteurs de risque liés aux activités et exploitations de la société et de UNS Energy postérieures à l'acquisition ».

Absence de protection par engagement

L'acte de fiducie n'empêche pas la société ou l'une quelconque de ses filiales de contracter des dettes supplémentaires pour emprunter des sommes ou autrement de grever leurs biens d'une hypothèque ou d'une charge en garantie d'une dette ou d'un autre financement. L'acte de fiducie ne renferme aucune disposition visant spécifiquement à protéger les porteurs des débetures si une opération comportant un effet de levier était entreprise dans le futur à l'égard de la société ou de l'une de ses filiales.

Les droits des porteurs de débetures pourraient changer

Les porteurs de débetures seront liés par les modalités de l'acte de fiducie, qui peuvent être modifiées dans certaines circonstances, y compris avec l'approbation des deux tiers des porteurs des débetures en circulation. La description de l'acte de fiducie contenue dans le présent prospectus est assujettie intégralement aux dispositions de cet acte, que devraient examiner les porteurs de reçus de versement et de débetures. L'acte de fiducie sera déposé par Fortis sur SEDAR à la date de clôture.

Rachat avant l'échéance

Les débetures peuvent être rachetées au gré de la société et sans le consentement des porteurs de débetures, sous réserve de certaines conditions, après la date du versement final et avant la date d'échéance moyennant un prix de rachat correspondant au montant en capital de celles-ci plus les intérêts impayés accumulés avant la date du versement final, tel qu'il est décrit sous la rubrique « Modalités du placement – Débetures – Rachat ».

Le droit des porteurs de débetures de recevoir des actions ordinaires sera retiré par suite d'un rachat des débetures par la société, tel qu'il est décrit aux présentes. Si un porteur de débetures fait racheter ses débetures par la société après la conclusion de l'acquisition, mais avant la conversion de ces débetures en actions ordinaires par le porteur, ce porteur ne recevra aucun des avantages qui pourraient revenir aux actionnaires de la société après la conclusion de l'acquisition. En outre, le prix de rachat des débetures pourrait avoir une valeur inférieure à la contrepartie obtenue dans le cadre d'une conversion de ces débetures par leur porteur.

Conversion des débetures après le respect des conditions d'approbation

Sous réserve du respect des conditions d'approbation par la société et du paiement du versement final par le porteur d'un reçu le versement au plus tard à la date du versement final, ce porteur pourra convertir ses débetures après la date du versement final mais avant à la date de rachat ou, s'il s'agit d'une date antérieure, la date d'échéance. Le prix de conversion s'élèvera à 30,72 \$ par action ordinaire, soit un taux de conversion de 32,521 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de montant en capital de débetures, sous réserve de rajustement dans certaines circonstances. Voir la rubrique « Modalités du placement – Débetures – Droit de conversion ». Si le cours des actions ordinaires de la société est inférieur au prix de conversion, le cours des débetures en subira une incidence défavorable. Si le cours des actions ordinaires est inférieur au prix de conversion à la date de conversion par un porteur, ce porteur recevra, lors de la conversion de ses débetures, un nombre d'actions ordinaires moins élevé que le nombre de celles-ci qu'il aurait été en mesure d'acheter avec les fonds correspondant au montant en capital de ses débetures.

L'intérêt sur les débetures cessera d'être payable avant la date d'échéance

Après la remise de l'avis de versement final, Fortis aura le droit, mais non l'obligation, de racheter toutes les débetures en circulation qui n'ont pas été converties, en tout temps à la date du versement final ou par la suite et avant la date d'échéance, mais pourra choisir de ne pas acheter ces débetures. Toute débenture non convertie qui est en circulation à la date du versement final et par la suite cessera d'accumuler des intérêts. Un porteur qui n'a pas exercé son privilège de conversion à partir de cette date sera détenteur d'un titre de créance convertible qui ne rapporte plus d'intérêts.

Risque lié au crédit

La probabilité que les acquéreurs des débetures reçoivent les paiements qui leur sont dus aux termes des débetures dépendra de la santé financière de la société et de sa solvabilité. Bien que Fortis jouisse actuellement d'une notation du crédit élevée, rien ne garantit que la société disposera de suffisamment de capitaux pour rembourser les débetures au comptant lors du rachat ou à la date d'échéance, ni qu'elle sera en mesure de recueillir suffisamment de capitaux à des conditions acceptables d'ici la date de rachat applicable ou la date d'échéance pour rembourser les débetures en circulation. Bien que Fortis se soit engagée à maintenir la somme de 600 000 000 \$ à sa portée aux termes de sa facilité de crédit renouvelable, ce qui équivaut au tiers du montant en capital des

débetures, jusqu'à la date du versement final, rien ne garantit que cette facilité de crédit renouvelable sera toujours à sa portée au moment du rachat. La possibilité que Fortis ne respecte pas quelque obligation de paiement que ce soit pourrait augmenter dans la mesure où le cours des actions ordinaires pourrait chuter.

Aucune sûreté ni garantie

Les débetures sont des obligations non garanties de la société et elles ne sont pas garanties par les actifs de la société ni par les actifs de toute filiale actuelle ou future de la société.

Les rendements en vigueur de titres similaires

Le rendement en vigueur de titres de créance assortis d'échéances comparables aura une incidence sur le cours des débetures. Dans l'hypothèse où tous les autres facteurs demeurent inchangés, le cours des débetures baissera à mesure qu'augmentent les rendements en vigueur pour des titres similaires et augmentera à mesure que diminuent les rendements en vigueur pour des titres similaires. La valeur marchande des débetures pourrait aussi diminuer après que celles-ci cessent d'accumuler des intérêts, en fonction de la valeur des actions ordinaires sous-jacentes.

Effets de dilution pour les actionnaires

L'émission d'actions ordinaires à la conversion des débetures et des débetures visées par le placement privé pourrait avoir un effet de dilution pour les actionnaires de Fortis et des incidences défavorables sur le cours des actions ordinaires, ce qui pourrait aussi entraîner des répercussions négatives sur le cours des débetures. Les placements d'actions ordinaires ou de titres pouvant être convertis en actions ordinaires ou échangés contre celles-ci que pourrait effectuer Fortis dans l'avenir entraîneraient un effet de dilution pour les souscripteurs qui acquièrent des titres aux termes du présent prospectus.

Admissibilité à des fins de placement

La société fera le nécessaire pour s'assurer que les débetures et les actions ordinaires demeurent des placements admissibles pour des régimes exonérés en vertu de la Loi de l'impôt, bien qu'il ne soit pas garanti que les conditions prescrites à l'égard de ces placements admissibles soient respectées à tout moment particulier. La Loi de l'impôt impose des pénalités relativement à l'acquisition ou à la détention de placements non admissibles ou interdits.

Questions fiscales

La société et ses filiales doivent calculer leur revenu conformément aux lois fiscales canadiennes et celui-ci est imposé en vertu de ces lois et d'autres lois applicables, qui peuvent toutes être modifiées d'une manière pouvant avoir une incidence défavorable sur le montant des distributions au comptant. Rien ne garantit que les autorités fiscales accepteront les positions fiscales prises par la société ou par ses filiales, y compris les montants qu'elle a établis au titre du revenu et des impôts sur le capital, ainsi que le caractère raisonnable des prix des transferts interentreprises, y compris les frais d'intérêts, qui pourraient avoir des répercussions défavorables importantes sur les positions de trésorerie de la société ou de ses filiales, et sur les porteurs de débetures et d'actions ordinaires.

AUDITEURS

Les auditeurs de la société sont Ernst & Young s.r.l. /S.E.N.C.R.L., comptables agréés, The Fortis Building, 139 Water Street, 7^e étage, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1C 1B2.

Les auditeurs de UNS Energy et de TEP sont PricewaterhouseCoopers LLP, à Phoenix, en Arizona. PricewaterhouseCoopers LLP est un cabinet comptable agréé indépendant ayant audité les états financiers de UNS Energy et de TEP inclus dans le présent prospectus.

QUESTIONS D'ORDRE JURIDIQUE

Certaines questions d'ordre juridique concernant le placement seront tranchées par Davies Ward Phillips & Vineberg S.E.N.C.R.L., s.r.l., de Toronto, et McInnes Cooper, de St. John's, pour le compte de la société et du porteur de débetures vendeur, et par Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l., de Toronto, pour le compte des preneurs fermes. À la date des présentes, les associés et avocats collaborateurs de Davies Ward Phillips & Vineberg S.E.N.C.R.L., s.r.l., de McInnes Cooper et de Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l. étaient directement ou indirectement propriétaires véritables de moins de 1 % des titres de la société ou d'une personne lui étant liée ou d'un membre de son groupe.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les reçus de versement, les débetures représentées par ces reçus et les actions ordinaires est Société de fiducie Computershare du Canada à Toronto et à Montréal.

DROITS DE RÉOLUTION ET SANCTIONS CIVILES

La législation en valeurs mobilières de certaines provinces du Canada confère au souscripteur ou à l'acquéreur un droit de résolution. Ce droit ne peut être exercé que dans les deux jours ouvrables suivant la réception réelle ou réputée du prospectus et des modifications. Dans plusieurs provinces, la législation permet également au souscripteur ou à l'acquéreur de demander la nullité ou, dans certains cas, la révision du prix ou des dommages-intérêts si le prospectus contient de l'information fausse ou trompeuse ou ne lui a pas été transmis. Ces droits doivent être exercés dans des délais déterminés. On se reportera aux dispositions applicables et on consultera éventuellement un avocat.

Les acquéreurs initiaux de débetures auront un droit contractuel de résolution dont ils pourront se prévaloir contre Fortis après la conversion de ces débetures si le présent prospectus ou toute modification de celui-ci contient des informations fausses ou trompeuses. Ce droit contractuel de résolution confère à ces acquéreurs initiaux le droit de recevoir de Fortis, sur remise des actions ordinaires émises au moment de la conversion de ces débetures, le montant payé pour ces débetures, pourvu que le droit de résolution soit exercé dans les 180 jours suivant la date de l'achat de ces débetures aux termes du présent prospectus.

Les acquéreurs initiaux de débetures sont avisés que, dans le cadre d'un placement de titres convertibles tels que les débetures, en vertu des lois sur les valeurs mobilières de certaines provinces et de certains territoires, le droit d'action en dommages-intérêts prévu par la loi en raison d'informations fausses ou trompeuses contenues dans un prospectus se limite au prix auquel le titre convertible a été offert au public aux termes du placement par voie de prospectus. Ainsi, en vertu des lois sur les valeurs mobilières de certaines provinces et de certains territoires, si l'acquéreur verse des montants supplémentaires au moment de la conversion du titre, ces montants pourraient ne pas être recouvrables en vertu du droit d'action en dommages-intérêts prévu par la loi qui s'applique dans ces provinces et ces territoires. On se reportera aux dispositions applicables et on consultera éventuellement un avocat.

SIGNIFICATION D'ACTES DE PROCÉDURE ET EXÉCUTION DE CERTAINS RECOURS CIVILS

M. Frank Crothers, l'un des administrateurs de la société, réside à l'extérieur du Canada et a nommé Fortis Inc., au 139 Water Street, bureau 1201, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1B 3T2, à titre de mandataire pour la signification des procédures. Les acquéreurs sont avertis que les épargnants peuvent se voir dans l'impossibilité de faire valoir des jugements obtenus au Canada contre toute personne qui réside à l'extérieur du Canada, même si cette personne a nommé un mandataire pour la signification des actes de procédure.

GLOSSAIRE

Dans le présent prospectus, à moins de précision dans le contexte, les mots et expressions ci-dessous ont le sens qui leur est donné ci-après :

« **ACC** » s'entend de l'Arizona Corporation Commission;

« **acheteur** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « La convention d'acquisition – Déclarations et garanties »;

« **acquisition** » s'entend de l'acquisition par une filiale en propriété exclusive indirecte de Fortis de la totalité des actions émises et en circulation de UNS Energy aux termes de la convention d'acquisition;

« **acquisition de CH Energy** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Développements récents – Acquisition de CH Energy Group »;

« **acte de fiducie** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement – Débentures »;

« **actions ordinaires** » s'entend des actions ordinaires de Fortis;

« **actions privilégiées de premier rang, série E** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Capital-actions de Fortis »;

« **actions privilégiées de premier rang, série F** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Capital-actions de Fortis »;

« **actions privilégiées de premier rang, série G** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Capital-actions de Fortis »;

« **actions privilégiées de premier rang, série H** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Capital-actions de Fortis »;

« **actions privilégiées de premier rang, série J** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Capital-actions de Fortis »;

« **actions privilégiées de premier rang, série K** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Capital-actions de Fortis »;

« **adhérent de CDS** » s'entend d'un adhérent au service de dépôt de CDS;

« **Algoma Power** » s'entend d'Algoma Power Inc.;

« **approbation des actionnaires de UNS Energy** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « La convention d'acquisition – Conditions de clôture »;

« **APS** » s'entend de l'Arizona Public Service;

« **AVC** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Développements récents – Demande de suivi du capital de FortisAlberta »;

« **avis de versement final** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement »;

« **baux visant l'unité 1 de Springerville** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – TEP – Ressources de production et autres ressources – Centrale Springerville »;

« **baux visant les installations communes de Springerville** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – TEP »;

« **baux visant les installations de manutention du charbon de Springerville** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – TEP – Ressources de production et autres ressources – Centrale Springerville »;

« **BC Hydro** » s'entend de la British Columbia Hydro and Power Authority;

« **BCUC** » s'entend de la British Columbia Utilities Commission;

« **BECOL** » s'entend de Belize Electric Company Limited;

« **Belize Electricity** » s'entend de Belize Electricity Limited;

« **bénéfice d'exploitation** » s'entend du bénéfice net avant les charges nettes du secteur Siège social et autres;

« **BMGS** » s'entend de la centrale Black Mountain;

« **BMO** » s'entend de BMO Nesbitt Burns Inc.;

« **Bourse NYSE** » s'entend de la bourse New York Stock Exchange;

« **Bourse TSX** » s'entend de la Bourse de Toronto;

« **BTCO** » s'entend de la base tarifaire au coût d'origine;

« **BTJV** » s'entend de la base tarifaire à la juste valeur;

« **CAE** » s'entend des contrats d'achat d'électricité;

« **Caribbean Utilities** » s'entend de Caribbean Utilities Company, Ltd.;

« **CCN** » s'entend d'un certificat de commodité et de nécessité;

« **CDS** » s'entend de Services de dépôt et de compensation CDS inc.;

« **CELI** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Admissibilité aux fins de placement »;

« **CENI** » s'entend de Compagnie d'énergie Niagara Inc.;

« **Central Hudson** » s'entend de Central Hudson Gas & Electric Corporation;

« **centrale Sundt** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – TEP – Ressources de production et autres ressources – Centrale Sundt et turbines à combustion interne de Sundt »;

« **CFIUS** » s'entend du Committee on Foreign Investment in the United States;

« **CH Energy Group** » s'entend de CH Energy Group, Inc.;

« **charges EM** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Exigences rattachées à la Clean Air Act »;

« **CIBC** » s'entend Marchés mondiaux CIBC inc.;

« **circulaire de sollicitation de procurations par la direction** » s'entend de la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de Fortis datée du 21 mars 2013 préparée dans le cadre de l'assemblée annuelle des actionnaires de la société qui a eu lieu le 9 mai 2013;

« **conditions d'approbation** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement »;

« **conseil d'administration** » s'entend du conseil d'administration de Fortis;

« **conseillers juridiques** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Incidences de l'impôt fédéral sur le revenu au Canada »;

« **convention d'acquisition** » a le sens qui lui est donné sur la page de couverture;

« **convention de crédit reliée à l'acquisition** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Financement de l'acquisition – Facilités de crédit reliées à l'acquisition »;

« **convention de placement pour compte** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Financement de l'acquisition – Placement privé concomitant »;

« **convention de prise ferme** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Mode de placement »;

« **convention de souscription** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Financement de l'acquisition – Placement privé concomitant »;

« **convention relative aux reçus de versement** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement – Reçus de versement »;

« **Cornwall Electric** » s'entend de Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited;

« **cour de circuit** » s'entend de la Cour d'appel du dixième circuit des États-Unis;

« **cours du marché** » s'entend du cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse TSX pour les 20 jours consécutifs de séance se terminant cinq jours de séance avant la date d'échéance;

« **CPC/CBT** » s'entend de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust;

« **date d'échéance** » s'entend du 9 janvier 2024;

« **date de clôture** » a le sens qui lui est donné sur la page de couverture;

« **date du versement final** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement »;

« **DBRS** » s'entend de DBRS Limited;

« **débiteures** » s'entend des débiteures subordonnées convertibles non garanties à 4,00 % de Fortis offertes aux termes du présent prospectus;

« **débiteures liées au placement privé** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Financement de l'acquisition – Placement privé concomitant »;

« **demande de suivi du capital** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Développements récents – Demande de suivi du capital de FortisAlberta »;

« **dépositaire** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement – Reçus de versement »;

« **dette bancaire** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Relation entre Fortis, le porteur de débiteures vendeur et certains preneurs fermes »;

« **dette de premier rang** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement – Débiteures – Subordination »;

« **dollar US** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Monnaie »;

« **effet défavorable important sur la société** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « La convention d'acquisition – Conditions de clôture »;

« **Entegra** » s'entend de Entegra Power Group LLC;

« **entreprises de services publics de UNS** » s'entend, collectivement, de TEP, de UNS Electric et de UNS Gas;

« **EPA** » s'entend de l'Environmental Protection Agency des États-Unis;

« **EPNG** » s'entend de El Paso Natural Gas Company;

« **Expansion Waneta** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Fortis – Activités non réglementées – Production de Fortis – Colombie-Britannique »;

« **facilité de crédit de TEP** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Dette en cours – Facilités de crédit »;

« **facilité de crédit de UNS Electric/UNS Gas** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Dette en cours – Facilités de crédit »;

« **facilité de crédit de UNS Energy** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Dette en cours – Facilités de crédit »;

« **facilité de crédit-relais à court terme** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Sommaire du prospectus – Financement de l'acquisition – Facilités de crédit reliées à l'acquisition »;

« **facilité de crédit-relais à moyen terme** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Sommaire du prospectus – Financement de l'acquisition – Facilités de crédit reliées à l'acquisition »;

« **facilités de crédit reliées à l'acquisition** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Sommaire du prospectus – Financement de l'acquisition – Facilités de crédit reliées à l'acquisition »;

« **facilités de lettre de crédit de TEP** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Dette en cours – Facilités de crédit »;

« **facilité renouvelable** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Sommaire du prospectus – Financement de l'acquisition – Facilités de crédit reliées à l'acquisition »;

« **FEI** » s'entend de FortisBC Energy Inc.;

« **FERC** » s'entend de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis;

« **FERR** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Admissibilité aux fins de placement »;

« **FEVI** » s'entend de Fortis BC Energy (Vancouver Island) Inc.;

« **FEWI** » s'entend de Fortis BC Energy (Whistler) Inc.;

« **fiduciaire** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement – Débentures »;

« **Financière BN** » s'entend de Financière Banque Nationale Inc.;

« **FIOE** » s'entend de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité;

« **Fortis** » s'entend de Fortis Inc.;

« **Fortis Properties** » s'entend de Fortis Properties Corporation;

« **Fortis Turks and Caicos** » s'entend, collectivement, de FortisTCI Limited et de sa filiale Turks and Caicos Utilities Limited;

« **FortisAlberta** » s'entend de FortisAlberta Inc.;

« **FortisBC Holdings** » s'entend de FortisBC Holdings Inc.;

« **FortisBC** » s'entend de FortisBC Inc.;

« **FortisOntario** » s'entend de FortisOntario Inc.;

« **FortisUS Energy** » s'entend de FortisUS Energy Corporation;

« **Four Corners** » s'entend de la centrale Four Corners;

« **frais reliés à l'acquisition** » s'entend des frais estimatifs non récurrents, y compris les incidences fiscales et tous les autres frais imposés, notamment par les gouvernements, s'y rapportant qui peuvent être engagés pour la conclusion de l'acquisition. Ces frais, qui seront passés en charge au moment où ils sont engagés conformément aux PCGR des États-Unis, comprennent notamment les frais associés aux services-conseils financiers, consultatifs, comptables, fiscaux, juridiques et autres, les frais liés à la mise en place de la facilité de crédit-relais, les frais découlant du changement de contrôle et des activités d'intégration, les frais généraux et tous les autres frais d'une nature non récurrente;

« **FSE** » s'entend d'un fournisseur de services d'énergie;

« **GD** » s'entend de la gestion de la demande;

« **GES** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Changements climatiques »;

« **Gila River** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – TEP – Ressources de production future »;

« **GNL** » s'entend du gaz naturel liquéfié;

« **Griffith Energy Services** » s'entend de Griffith Energy Services, Inc.;

« **GWh** » s'entend de gigawattheures;

« **IFRS** » s'entend des normes internationales d'information financière;

« **installations communes de Springerville** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « « L'entreprise acquise – TEP – Ressources de production et autres ressources – Centrale Springerville » »;

« **installations de GNL de Tilbury** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Développements récents – Agrandissement des installations de GNL de Tilbury »;

« **kWh** » s'entend de kilowattheures;

« **Loi de l'impôt** » s'entend de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et des règlements pris en vertu de celle-ci;

« **Loi de 1933** » s'entend de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933*, dans sa version modifiée;

« **Luna** » s'entend de la centrale Luna;

« **Maritime Electric** » s'entend de Maritime Electric Company, Limited;

« **MATS** » s'entend des normes de l'EPA intitulées Mercury and Air Toxics Standards;

« **Millennium** » s'entend de Millennium Energy Holdings Inc.;

« **modifications proposées** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Incidences de l'impôt fédéral sur le revenu au Canada »;

« **montant compensatoire** » a le sens qui lui est donné sur la page de couverture;

« **Moody's** » s'entend de Moody's Investor Services;

« **MW** » s'entend de mégawatts;

« **Navajo** » s'entend de la centrale Navajo;

« **NER** » s'entend de la norme relative à l'énergie renouvelable de l'ACC;

« **NERC** » s'entend de la North American Electric Reliability Corporation;

« **Newfoundland Hydro** » s'entend de Newfoundland and Labrador Hydro Corporation;

« **Newfoundland Power** » s'entend de Newfoundland Power Inc.;

« **normes EE visant l'électricité** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation – Normes d'efficacité énergétique visant l'électricité et découplage »;

« **normes EE visant le gaz** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation – Normes d'efficacité énergétique visant le gaz et découplage »;

« **notice annuelle** » s'entend de la notice annuelle de Fortis datée du 22 mars 2013 pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012;

« **NO_x** » s'entend de l'oxyde d'azote;

« **NTUA** » s'entend de la Navajo Tribal Utility Authority;

« **option de surallocation** » a le sens qui lui est donné sur la page de couverture;

« **ordonnance tarifaire à l'égard de TEP pour 2013** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Tarifs – TEP »;

« **partenariat Waneta** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Fortis »;

« **PCGR des États-Unis** » s'entend des principes comptables généralement reconnus aux États-Unis;

« **placement** » s'entend du placement des débetures aux termes du présent prospectus;

« **placement privé concomitant** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Financement de l'acquisition – Placement privé concomitant »;

« **PMF** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Règles relatives au brouillard régional – San Juan »;

« **PMS** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Règles relatives au brouillard régional – San Juan »;

« **PNM** » s'entend de la Public Service Company du Nouveau-Mexique;

« **porteur** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Incidences de l'impôt fédéral sur le revenu au Canada »;

« **porteur de débetures vendeur** » s'entend de FortisUS Holdings Nova Scotia Limited;

« **porteur défaillant** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement – Reçus de versement »;

« **preneurs fermes** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Mode de placement »;

« **prêt à terme de UNS Electric** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Dette en cours – Facilités de crédit »;

« **prix d'achat au comptant** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « La convention d'acquisition – Prix d'achat »;

« **prix d'offre** » s'entend de 1 000 \$ par débenture;

« **prix de conversion** » a le sens qui lui est donné sur la page de couverture;

« **proposition supérieure** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « La convention d'acquisition – Proposition supérieure »;

« **prospectus** » s'entend du présent prospectus simplifié;

« **PV** » s'entend de la capacité de production d'énergie solaire photovoltaïque;

« **RAAC** » s'entend du régime d'achat d'actions à l'intention des consommateurs de Fortis;

« **RAAP** » s'entend du régime d'achat d'actions à l'intention du personnel de Fortis;

« **rapport de gestion annuel** » s'entend du rapport de gestion de Fortis pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012 qui figure dans le rapport annuel 2012 de la société;

« **RBC** » s'entend de RBC Dominion valeurs mobilières Inc.;

« **RCC** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Résidus de la combustion du charbon »;

« **RCE** » s'entend d'un rajustement lié à la conformité environnementale;

« **RCFP** » s'entend du recouvrement des coûts fixes perdus;

« **RCP** » s'entend du rendement des capitaux propres des porteurs d'actions ordinaires;

« **RCS** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Règles relative au brouillard régional – Navajo »;

« **reçus de versement** » a le sens qui lui est donné sur la page de couverture;

« **REER** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Admissibilité aux fins de placement »;

« **régimes exonérés** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Admissibilité aux fins de placement »;

« **règlement** » s'entend du règlement d'application de la Loi de l'impôt;

« **règlement S** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Mode de placement »;

« **règles de concurrence** » s'entend des règles de concurrence concernant la vente d'électricité au détail (Retail Electric Competition Rules);

« **règles de mise à niveau** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Règles relatives au brouillard régional »;

« **RGA** » s'entend du rajustement lié au gaz acheté;

« **RNCS** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Réglementation environnementale – Règles relatives au brouillard régional – San Juan »;

« **RPDB** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Admissibilité aux fins de placement »;

« **RRD** » s'entend du régime de réinvestissement des dividendes de Fortis;

« **San Carlos** » s'entend de San Carlos Resources, Inc., filiale en propriété exclusive de TEP;

« **San Juan** » s'entend de la centrale San Juan;

« **Scotia Capitaux** » s'entend de Scotia Capitaux Inc.;

« **SEDAR** » s'entend de du Système électronique de données, d'analyse et de recherche du Canada;

« **SES** » s'entend de Southwest Energy Solutions, Inc.; filiale en propriété exclusive de Millennium;

« **SO₂** » s'entend du dioxyde de soufre;

« **société** » s'entend de Fortis Inc.;

« **souscripteur dans le cadre du placement privé** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Financement de l'acquisition – Placement privé concomitant »;

« **Springerville** » s'entend de la centrale Springerville;

« **SRP** » s'entend du Salt River Project Agriculture Improvement and Power District;

« **système d'inscription en compte** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Modalités du placement – Reçus de versement – Système d'inscription en compte »;

« **TAR** » s'entend de la tarification axée sur le rendement;

« **TCAC** » s'entend du taux de croissance annuel composé;

« **TEP** » s'entend de Tucson Electric Power Company;

« **TIOL** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « L'entreprise acquise – Dette en cours – Facilités de crédit »;

« **titres** » a le sens qui lui est donné à la rubrique « Incidences de l'impôt fédéral sur le revenu au Canada »;

« **TJ** » s'entend de térajoules;

« **Transwestern** » s'entend de Transwestern Pipeline Company;

« **Tri-State** » s'entend de Tri-State Generation and Transmission Association, Inc.;

« **UniSource Energy Services** » s'entend de UniSource Energy Services, Inc.;

« **UNS Electric** » s'entend de UNS Electric Inc.;

« **UNS Energy** » s'entend de UNS Energy Corporation;

« **UNS Gas** » s'entend de UNS Gas, Inc.;

« **Valencia** » s'entend de la centrale Valencia;

« **Valeurs mobilières Desjardins** » s'entend de Valeurs mobilières Desjardins inc.;

« **VMTD** » s'entend de Valeurs mobilières TD Inc.; et

« **WAPA** » s'entend de la Western Area Power Administration.

TABLE DES MATIÈRES DES ÉTATS FINANCIERS

	<u>Page</u>
<u>UNS Energy Corporation</u>	
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant sur les états financiers consolidés au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011 ¹	F-2
États financiers consolidés audités au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011 ²	F-4
États financiers consolidés non audités pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2013 ²	F-82
 <u>Fortis Inc.</u>	
États financiers consolidés <i>pro forma</i> non audités	F-118
Bilan consolidé <i>pro forma</i> non audité au 30 septembre 2013	F-120
État des résultats consolidé <i>pro forma</i> non audité pour les neuf mois clos le 30 septembre 2013	F-121
État des résultats consolidé <i>pro forma</i> non audité pour l'exercice clos le 31 décembre 2012	F-122
Notes des états financiers consolidés <i>pro forma</i> non audités	F-123

¹ Le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant sur les états financiers consolidés de Tucson Electric Power Company, filiale en propriété exclusive de UNS Energy Corporation, est également inclus.

² Les états financiers de Tucson Electric Power Corporation Company sont également inclus.

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux administrateurs et actionnaires
d'UNS Energy Corporation

À notre avis, les bilans et les états de la structure du capital consolidés ci-joints, ainsi que les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et de l'évolution des capitaux propres connexes donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière d'UNS Energy Corporation et de ses filiales au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011, ainsi que des résultats de leur exploitation et de leurs flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2012 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos audits. Nous avons effectué nos audits de ces états financiers conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que l'audit soit planifié et exécuté de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. Un audit comprend des tests par sondages à l'égard des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Il comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers. Nous estimons que nos audits constituent une base raisonnable à l'expression de notre opinion.

/s/ PricewaterhouseCoopers LLP

Phoenix, Arizona

26 février 2013

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux administrateurs et à l'actionnaire de
Tucson Electric Power Company

À notre avis, les bilans et les états de la structure du capital consolidés ci-joints, ainsi que les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et de l'évolution des capitaux propres connexes donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de Tucson Electric Power Company et de ses filiales au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011, ainsi que des résultats de leur exploitation et de leurs flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2012 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos audits. Nous avons effectué nos audits de ces états financiers conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que l'audit soit planifié et exécuté de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. Un audit comprend des tests par sondages à l'égard des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Il comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers. Nous estimons que nos audits constituent une base raisonnable à l'expression de notre opinion.

/s/ PricewaterhouseCoopers LLP

Phoenix, Arizona

26 février 2013

UNS ENERGY CORPORATION
ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en milliers de dollars)		
	(sauf les montants par action)		
Produits d'exploitation			
Ventes au détail d'électricité	1 087 279 \$	1 085 822 \$	1 051 002 \$
Ventes en gros d'électricité	125 414	132 346	123 943
Provision pour remboursements en gros du California Power Exchange (CPX)	—	—	(2 970)
Produits gaziers	123 133	145 053	141 036
Autres produits	125 940	115 481	112 936
Total des produits d'exploitation	1 461 766	1 478 702	1 425 947
Charges d'exploitation			
Combustible	327 832	324 520	295 652
Achats d'énergie	224 696	276 610	279 269
Transport	14 540	7 334	10 945
Augmentation (diminution) afin de rendre compte du traitement du recouvrement relatif à la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible/au mécanisme d'ajustement pour achats de gaz	32 246	(4 932)	(29 622)
Total du combustible et des achats d'énergie	599 314	603 532	556 244
Exploitation et entretien	383 689	379 220	370 037
Amortissement des immobilisations corporelles	141 303	133 832	128 215
Amortissement des immobilisations incorporelles	35 784	30 983	28 094
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	49 881	49 428	46 243
Total des charges d'exploitation	1 209 971	1 196 995	1 128 833
Bénéfice d'exploitation	251 795	281 707	297 114
Autres produits (déductions)			
Intérêts créditeurs	1 106	4 568	7 779
Autres produits	7 085	8 288	11 038
Autres charges	(7 988)	(5 279)	(15 202)
Total des autres produits (déductions)	203	7 577	3 615
Intérêts débiteurs			
Dettes à long terme	71 909	73 217	65 020
Contrats de location-acquisition	33 613	40 359	46 740
Autres intérêts débiteurs	1 983	2 535	1 651
Intérêts capitalisés	(2 153)	(3 753)	(2 587)
Total des intérêts débiteurs	105 352	112 358	110 824
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	146 646	176 926	189 905
Charge d'impôts sur les bénéfices	55 727	66 951	76 921
Bénéfice net	90 919 \$	109 975 \$	112 984 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)			
De base	40 362	36 962	36 415
Dilué	41 755	41 609	41 041
Résultat par action			
De base	2,25 \$	2,98 \$	3,10 \$
Dilué	2,20 \$	2,75 \$	2,86 \$
Dividendes déclarés par action	1,72 \$	1,68 \$	1,56 \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

UNS ENERGY CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

	Exercices clos les 31 décembre		
	<u>2012</u>	<u>2011</u> (en milliers de dollars)	<u>2010</u>
Résultat étendu			
Bénéfice net	<u>90 919 \$</u>	<u>109 975 \$</u>	<u>112 984 \$</u>
Autres éléments du résultat étendu			
Perte latente sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 1 119 \$, 2 376 \$ et 4 216 \$	(1 710)	(3 626)	(6 431)
Reclassement des pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie au bénéfice net, déduction faite des impôts sur les bénéfices de (1 862) \$, (1 412) \$ et (2 140) \$	2 844	2 153	3 264
Ajustements des prestations au titre des régimes de retraite supplémentaires à l'intention des dirigeants, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 608 \$, (804) \$ et 523 \$	(840)	1 158	(800)
Total des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices	<u>294</u>	<u>(315)</u>	<u>(3 967)</u>
Total du résultat étendu	<u>91 213 \$</u>	<u>109 660 \$</u>	<u>109 017 \$</u>

Voir les notes des états financiers consolidés.

UNS ENERGY CORPORATION
ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en milliers de dollars)		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation			
Rentrées provenant des ventes au détail d'électricité	1 197 390 \$	1 163 537 \$	1 142 364 \$
Rentrées provenant des ventes en gros d'électricité	149 722	183 151	194 580
Rentrées provenant des ventes de gaz	141 590	159 529	157 397
Rentrées provenant des unités d'exploitation 3 et 4 de Springerville	107 927	104 754	102 563
Rentrées provenant des ventes de gaz en gros	5 233	12 404	422
Intérêts reçus	2 947	6 334	10 026
Remboursements d'impôts sur les bénéfices reçus	1 821	4 672	341
Dépôts d'exécution reçus	200	7 050	18 470
Autres rentrées	24 105	23 937	32 011
Coûts de combustible payés	(321 355)	(277 386)	(243 639)
Paiements de coûts d'exploitation et d'entretien	(291 512)	(295 662)	(259 833)
Coûts des achats d'énergie versés	(250 231)	(328 713)	(364 132)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices payés, déduction faite des montants capitalisés	(187 257)	(179 766)	(163 037)
Salaires versés, déduction faite des montants capitalisés	(127 176)	(122 370)	(125 893)
Intérêts versés, déduction faite des montants capitalisés	(69 478)	(68 027)	(59 749)
Intérêts versés sur les contrats de location-acquisition	(28 788)	(32 103)	(38 646)
Coûts payés pour le gaz en gros	—	(11 822)	—
Dépôts d'exécution payés	(200)	(4 550)	(19 220)
Impôts sur les bénéfices payés	—	(700)	(22 797)
Autres paiements au comptant	(6 829)	(6 949)	(14 308)
Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation	348 109	337 320	346 920
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement			
Remboursement d'investissements dans des obligations au titre de contrats de location de Springerville	19 278	38 353	25 615
Produit du billet à recevoir	15 000	—	—
Autres rentrées	22 094	15 251	12 958
Dépenses en immobilisations	(307 277)	(374 122)	(279 240)
Achat d'immobilisations incorporelles — Crédits d'énergie renouvelable	(10 317)	(5 992)	(7 514)
Dépôt — Fonds de remise en état de la mine San Juan	(1 445)	—	—
Investissement dans le contrat de location visant l'unité 4 de Sundt	—	—	(51 389)
Autres paiements au comptant	(232)	(578)	(5 490)
Flux de trésorerie nets – Activités d'investissement	(262 899)	(327 088)	(305 060)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement			
Produit d'emprunts en vertu de facilités de crédit renouvelables	359 000	391 000	239 000
Produit d'émissions de titres de créance à long terme	149 513	340 285	127 815
Produit de l'exercice d'options sur actions	3 570	8 115	13 391
Autres rentrées	4 865	4 743	12 406
Remboursements d'emprunts en vertu de facilités de crédit renouvelables	(381 000)	(351 000)	(268 500)
Paiements des obligations liées à des contrats de location-acquisition	(89 452)	(74 381)	(55 997)
Dividendes sur actions ordinaires payés	(69 648)	(61 904)	(56 590)
Remboursements de la dette à long terme	(9 341)	(252 125)	(51 592)
Paiements des frais d'émission/de règlement de la dette	(3 547)	(4 361)	(8 341)
Autres paiements au comptant	(1 642)	(1 813)	(2 775)
Flux de trésorerie nets – Activités de financement	(37 682)	(1 441)	(51 183)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	47 528	8 791	(9 323)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	76 390	67 599	76 922
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	123 918 \$	76 390 \$	67 599 \$
Activité de financement hors trésorerie			
Remboursements de la dette à court terme d'UED	— \$	— \$	(3 188) \$

Voir la note 15 pour des informations additionnelles sur les flux de trésorerie.
Voir les notes des états financiers consolidés.

UNS ENERGY CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS

	31 décembre	
	2012	2011
	(en milliers de dollars)	
ACTIF		
Centrales		
Centrales en service	5 005 768 \$	4 856 108 \$
Centrales visées par des contrats de location-acquisition	582 669	582 669
Travaux de construction en cours	128 621	89 749
Total des centrales	5 717 058	5 528 526
Moins dotation à l'amortissement cumulée	(1 921 733)	(1 869 300)
Moins dotation à l'amortissement cumulée des actifs visés par des contrats de location-acquisition	(494 962)	(476 963)
Total des centrales — Montant net	3 300 363	3 182 263
Investissements et autres biens		
Investissements dans des obligations et participations au titre de contrats de location	36 339	65 829
Autres	36 537	34 205
Total des investissements et autres biens	72 876	100 034
Actifs à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	123 918	76 390
Débiteurs — Clients	93 742	98 633
Débiteurs non facturés	53 568	51 464
Provision pour créances douteuses	(6 545)	(5 572)
Matériaux et fournitures	93 322	82 649
Stocks de combustible	62 019	33 263
Actifs réglementaires — à court terme	51 619	97 056
Impôts reportés — à court terme	34 260	23 158
Investissements dans des obligations au titre de contrats de location	9 118	—
Instruments dérivés	3 165	11 966
Autres	33 567	32 577
Total des actifs à court terme	551 753	501 584
Actifs réglementaires et autres		
Actifs réglementaires — à long terme	191 077	173 199
Autres actifs	24 360	32 199
Total des actifs réglementaires et autres	215 437	205 398
Total de l'actif	4 140 429 \$	3 989 279 \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

Bilans consolidés (suite)

UNS ENERGY CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS

	31 décembre	
	2012	2011
	(en milliers de dollars)	
STRUCTURE DU CAPITAL ET AUTRES PASSIFS		
Structure du capital		
Capitaux propres ordinaires	1 065 465 \$	888 474 \$
Obligations liées à des contrats de location-acquisition	262 138	352 720
Dette à long terme	1 498 442	1 517 373
Total de la structure du capital	2 826 045	2 758 567
Passifs à court terme		
Obligations à court terme en vertu de contrats de location-acquisition	90 583	77 482
Emprunts en vertu des facilités de crédit renouvelables	—	10 000
Créditeurs — Fournisseurs	107 740	109 760
Impôts et taxes courus à payer autres que les impôts sur les bénéfices	41 939	41 997
Intérêts courus à payer	31 950	38 302
Charges de personnel courues à payer	24 094	25 660
Passifs réglementaires — à court terme	43 516	41 911
Dépôts de clients	34 048	32 485
Instruments dérivés	14 742	36 467
Autres	10 517	8 455
Total des passifs à court terme	399 129	422 519
Crédits reportés et autres passifs		
Impôts reportés – à long terme	364 756	300 326
Passifs réglementaires — à long terme	279 111	234 945
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	159 401	139 356
Instruments dérivés	12 709	20 403
Autres	99 278	113 163
Total des crédits reportés et autres passifs	915 255	808 193
Engagements, éventualités et questions environnementales (note 4)		
Total de la structure du capital et des autres passifs	4 140 429 \$	3 989 279 \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

Bilans consolidés (fin)

UNS ENERGY CORPORATION
ÉTATS DE LA STRUCTURE DU CAPITAL CONSOLIDÉS

	31 décembre		(en milliers de dollars)	
	2012	2011	2012	2011
CAPITAUX PROPRES ORDINAIRES				
Actions ordinaires – sans valeur nominale			882 138	725 903
	<u>2012</u>	<u>2011</u>		
Actions autorisées	75 000 000	75 000 000		
Actions en circulation	41 343 851	36 918 024		
Bénéfices accumulés			193 117	172 655
Perte au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu			(9 790)	(10 084)
Total des capitaux propres ordinaires			1 065 465	888 474
ACTIONS PRIVILÉGIÉES				
Sans valeur nominale, 1 000 000 d'actions autorisées, aucune action en circulation			—	—
OBLIGATIONS LIÉES À DES CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION				
Unité 1 de Springerville			196 843	253 481
Installations de manutention de charbon de Springerville			48 038	65 022
Installations communes de Springerville			107 840	111 699
Total des obligations liées à des contrats de location-acquisition			352 721	430 202
Moins montants échéant à court terme			(90 583)	(77 482)
Total des obligations liées à des contrats de location-acquisition			262 138	352 720
DETTE À LONG TERME				
	<u>Échéance</u>	<u>Taux d'intérêt</u>		
UNS Energy :				
Billets de premier rang convertibles	2035	4,50 %	—	150 000
Entente de crédit	2016	Variable	45 000	57 000
Tucson Electric Power Company :				
Obligations à taux variable exonérées d'impôt	2014 – 2016	Variable	215 300	215 300
Obligations à taux fixe non garanties	2020 – 2040	4,50 % – 6,38 %	609 320	615 855
Billets non garantis	2021 – 2023	3,85 % – 5,15 %	398 822	249 218
UNS Gas et UNS Electric :				
Billets non garantis de premier rang	2015 – 2026	5,39 % – 7,10 %	200 000	200 000
UNS Electric :				
Emprunt à terme non garanti	2015	Variable	30 000	30 000
Total de la dette à long terme			1 498 442	1 517 373
Total de la structure du capital			2 826 045	2 758 567

Voir les notes des états financiers consolidés.

UNS ENERGY CORPORATION
ÉTATS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

	Actions ordinaires en circulation*	Actions ordinaires	Bénéfices accumulés (en milliers de dollars)	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Soldes au 31 décembre 2009	35 851	696 206 \$	68 925 \$	(5 802) \$	759 329 \$
Résultat étendu :					
Bénéfice net de 2010			112 984		112 984
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 2 599 \$				(3 967)	(3 967)
Total du résultat étendu					109 017
Dividendes, y compris les équivalents de dividendes hors trésorerie			(57 071)		(57 071)
Actions émises en vertu de régimes de rémunération différée	16	519			519
Actions émises en vertu des options sur actions	660	12 756			12 756
Actions émises en vertu d'attributions d'actions fondées sur le rendement	15	—			—
Autres		6 206			6 206
Soldes au 31 décembre 2010	36 542	715 687	124 838	(9 769)	830 756
Résultat étendu :					
Bénéfice net de 2011			109 975		109 975
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 160 \$				(315)	(315)
Total du résultat étendu					109 660
Dividendes, y compris les équivalents de dividendes hors trésorerie			(62 158)		(62 158)
Actions émises en vertu des options sur actions	319	8 176			8 176
Actions émises en vertu d'attributions d'actions fondées sur le rendement	57	—			—
Autres		2 040			2 040
Soldes au 31 décembre 2011	36 918	725 903	172 655	(10 084)	888 474
Résultat étendu :					
Bénéfice net de 2012			90 919		90 919
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices de (135) \$				294	294
Total du résultat étendu					91 213
Dividendes, y compris les équivalents de dividendes hors trésorerie			(70 457)		(70 457)
Actions émises à la conversion des billets et impôts et taxes connexes	4 262	149 805			149 805
Actions émises en vertu des options sur actions	133	3 511			3 511
Actions émises en vertu d'attributions d'actions fondées sur le rendement	31	—			—
Autres		2 919			2 919
Soldes au 31 décembre 2012	41 344	882 138 \$	193 117 \$	(9 790) \$	1 065 465 \$

* UNS Energy a un capital autorisé de 75 millions d'actions ordinaires.

Nous décrivons à la note 7 les limites imposées à notre capacité de verser des dividendes.

Voir les notes des états financiers consolidés.

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en milliers de dollars)		
Produits d'exploitation			
Ventes au détail d'électricité	915 879 \$	903 930 \$	868 188 \$
Ventes en gros d'électricité	111 194	129 861	141 103
Provision pour remboursements en gros du California Power Exchange (CPX)	—	—	(2 970)
Autres produits	134 587	122 595	118 946
Total des produits d'exploitation	1 161 660	1 156 386	1 125 267
Charges d'exploitation			
Combustible	318 901	318 268	284 744
Achats d'électricité	80 137	105 766	118 716
Transport	5 722	(1 435)	3 254
Augmentation (diminution) afin de rendre compte du traitement du recouvrement relatif à la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible	31 113	(6 165)	(21 541)
Total du combustible et des achats d'énergie	435 873	416 434	385 173
Exploitation et entretien	334 553	330 801	316 625
Amortissement des immobilisations corporelles	110 931	104 894	99 510
Amortissement des immobilisations incorporelles	39 493	34 650	32 196
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	40 323	40 199	37 732
Total des charges d'exploitation	961 173	926 978	871 236
Bénéfice d'exploitation	200 487	229 408	254 031
Autres produits (déductions)			
Intérêts créditeurs	136	3 567	6 707
Autres produits	6 043	5 693	6 629
Autres charges	(13 772)	(12 064)	(11 506)
Total des autres produits (déductions)	(7 593)	(2 804)	1 830
Intérêts débiteurs			
Dette à long terme	55 038	49 858	42 378
Contrats de location-acquisition	33 613	40 358	46 734
Autres intérêts débiteurs	1 446	1 127	433
Intérêts capitalisés	(1 782)	(2 073)	(1 880)
Total des intérêts débiteurs	88 315	89 270	87 665
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	104 579	137 334	168 196
Charge d'impôts sur les bénéfices	39 109	52 000	59 936
Bénéfice net	65 470 \$	85 334 \$	108 260 \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

	<u>2012</u>	Exercices clos les 31 décembre <u>2011</u> (en milliers de dollars)	<u>2010</u>
Résultat étendu :			
Bénéfice net	<u>65 470 \$</u>	<u>85 334 \$</u>	<u>108 260 \$</u>
Autres éléments du résultat étendu			
Perte latente sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 913 \$, 2 331 \$ et 4 216 \$	(1 396)	(3 555)	(6 431)
Reclassement des pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie au bénéfice net, déduction faite des impôts sur les bénéfices de (1 800) \$, (1 390) \$ et (2 140) \$	2 750	2 122	3 264
Ajustements des prestations au titre des régimes de retraite supplémentaires à l'intention des dirigeants, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 608 \$, (804) \$ et 523 \$	<u>(840)</u>	<u>1 158</u>	<u>(800)</u>
Total des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices	<u>514</u>	<u>(275)</u>	<u>(3 967)</u>
Total du résultat étendu	<u><u>65 984 \$</u></u>	<u><u>85 059 \$</u></u>	<u><u>104 293 \$</u></u>

Voir les notes des états financiers consolidés.

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en milliers de dollars)		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation			
Rentrées provenant des ventes au détail d'électricité	1 006 926 \$	963 247 \$	947 498 \$
Rentrées provenant des ventes en gros d'électricité	124 594	152 618	190 779
Rentrées provenant des unités d'exploitation 3 et 4 de Springerville	107 927	104 754	102 563
Remboursement des charges de sociétés affiliées	20 926	18 448	18 356
Rentrées provenant des ventes de gaz en gros	4 652	11 825	—
Intérêts reçus	2 025	5 367	8 998
Remboursements d'impôts sur les bénéfices reçus	493	7 492	3 369
Autres rentrées	18 850	19 611	23 429
Coûts de combustible payés	(313 742)	(271 975)	(232 591)
Paiement de coûts d'exploitation et d'entretien	(282 752)	(287 615)	(248 895)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices payés, déduction faite des montants capitalisés	(147 859)	(139 728)	(134 540)
Salaires versés, déduction faite des montants capitalisés	(104 955)	(100 942)	(101 815)
Coûts des achats d'électricité versés	(81 328)	(117 224)	(169 658)
Intérêts versés, déduction faite des montants capitalisés	(52 125)	(45 433)	(38 232)
Intérêts versés sur les contrats de location-acquisition	(28 786)	(32 103)	(38 640)
Impôts sur les bénéfices payés	(1 796)	(2 346)	(19 663)
Coûts de gaz en gros payés	—	(11 822)	—
Autres paiements au comptant	(5 131)	(5 880)	(8 475)
Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation	267 919	268 294	302 483
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement			
Remboursement d'investissements dans des obligations au titre de contrats de location de Springerville	19 278	38 353	25 615
Autres rentrées	15 957	7 195	8 044
Dépenses en immobilisations	(252 782)	(351 890)	(225 920)
Achat d'immobilisations incorporelles — Crédits d'énergie renouvelable	(8 889)	(5 111)	(7 903)
Dépôt — Fonds de remise en état de la mine San Juan	(1 445)	—	—
Investissement dans le contrat de location visant de l'unité 4 de Sundt	—	—	(51 389)
Autres paiements au comptant	—	(558)	(1 483)
Flux de trésorerie nets – Activités d'investissement	(227 881)	(312 011)	(253 036)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement			
Produit d'emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable	189 000	220 000	177 000
Produit d'émission de titres de créance à long terme	149 513	260 285	118 245
Apport de capital d'UNS Energy	—	30 000	15 000
Autres rentrées	3 132	2 458	3 241
Remboursements d'emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable	(199 000)	(210 000)	(212 000)
Paiements des obligations liées à des contrats de location-acquisition	(89 452)	(74 343)	(55 889)
Dividendes versés à UNS Energy	(30 000)	—	(60 000)
Remboursements de la dette à long terme	(6 535)	(172 460)	(30 000)
Paiements des frais d'émission/de règlement de la dette	(3 547)	(3 594)	(5 988)
Autres paiements au comptant	(1 124)	(894)	(1 491)
Flux de trésorerie nets – Activités de financement	11 987	51 452	(51 882)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	52 025	7 735	(2 435)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	27 718	19 983	22 418
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	79 743 \$	27 718 \$	19 983 \$

Voir la note 15 pour les informations additionnelles sur les flux de trésorerie.

Voir les notes des états financiers consolidés.

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
BILANS CONSOLIDÉS

	31 décembre	
	2012	2011
	(en milliers de dollars)	
ACTIF		
Centrales		
Centrales en service	4 348 041 \$	4 222 236 \$
Centrales visées par des contrats de location-acquisition	582 669	582 669
Travaux de construction en cours	98 460	76 517
Total des centrales	5 029 170	4 881 422
Moins dotation à l'amortissement cumulée	(1 783 787)	(1 753 807)
Moins dotation à l'amortissement cumulée des actifs visés par des contrats de location-acquisition	(494 962)	(476 963)
Total des centrales — Montant net	2 750 421	2 650 652
Investissements et autres biens		
Investissements dans des obligations et participations au titre de contrats de location	36 339	65 829
Autres	35 091	32 313
Total des investissements et autres biens	71 430	98 142
Actifs à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	79 743	27 718
Débiteurs — Clients	71 813	73 612
Débiteurs non facturés	33 782	32 386
Provision pour créances douteuses	(4 598)	(3 766)
Débiteurs — Montant à recevoir de sociétés affiliées	5 720	4 049
Matériaux et fournitures	80 377	70 749
Stocks de combustible	61 737	32 981
Impôts reportés — à court terme	37 212	21 678
Actifs réglementaires — à court terme	34 345	71 747
Investissements dans des obligations au titre de contrats de location	9 118	—
Autres	34 393	15 192
Total des actifs à court terme	443 642	346 346
Actifs réglementaires et autres		
Actifs réglementaires — à long terme	178 330	157 386
Autres actifs	17 223	25 135
Total des actifs réglementaires et autres	195 553	182 521
Total de l'actif	3 461 046 \$	3 277 661 \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

Bilans consolidés (suite)

TUCSON ENERGY CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS

	31 décembre	
	2012	2011
	(en milliers de dollars)	
STRUCTURE DU CAPITAL ET AUTRES PASSIFS		
Structure du capital		
Capitaux propres ordinaires	860 927 \$	824 943 \$
Obligations liées à des contrats de location-acquisition	262 138	352 720
Dette à long terme	<u>1 223 442</u>	<u>1 080 373</u>
Total de la structure du capital	<u>2 346 507</u>	<u>2 258 036</u>
Passifs à court terme		
Obligations à court terme en vertu de contrats de location-acquisition	90 583	77 482
Emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable	—	10 000
Créditeurs — Fournisseurs	82 122	84 509
Créditeurs — Montant à payer aux sociétés affiliées	3 134	4 827
Impôts et taxes à payer autres que les impôts sur les bénéfices	33 060	32 155
Intérêts courus à payer	26 965	30 877
Charges de personnel courues à payer	20 715	22 099
Dépôts de clients	24 846	23 743
Passifs réglementaires — à court terme	20 822	23 702
Instruments dérivés	4 899	9 040
Autres	<u>7 085</u>	<u>5 957</u>
Total des passifs à court terme	<u>314 231</u>	<u>324 391</u>
Crédits reportés et autres passifs		
Impôts reportés — à long terme	319 216	263 225
Passifs réglementaires — à long terme	241 189	200 599
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	149 718	130 660
Instruments dérivés	10 565	14 142
Autres	<u>79 620</u>	<u>86 608</u>
Total des crédits reportés et autres passifs	<u>800 308</u>	<u>695 234</u>
Engagements, éventualités et questions environnementales (note 4)		
Total de la structure du capital et des autres passifs	<u>3 461 046 \$</u>	<u>3 277 661 \$</u>

Voir les notes des états financiers consolidés.

Bilans consolidés (fin)

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
ÉTATS DE LA STRUCTURE DU CAPITAL CONSOLIDÉS

			31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
			(en milliers de dollars)	
CAPITAUX PROPRES ORDINAIRES				
Actions ordinaires – sans valeur nominale			888 971	888 971
	<u>2012</u>	<u>2011</u>	\$	\$
Actions autorisées	75 000 000	75 000 000		
Actions ordinaires en circulation	32 139 434	32 139 434		
Charge au capital social			(6 357)	(6 357)
Déficit accumulé			(12 157)	(47 627)
Perte au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu			(9 530)	(10 044)
			<u>860 927</u>	<u>824 943</u>
Total des capitaux propres ordinaires				
ACTIONS PRIVILÉGIÉES				
Sans valeur nominale, 1 000 000 d'actions autorisées, aucune action en circulation			—	—
OBLIGATIONS LIÉES À DES CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION				
Unité 1 de Springerville			196 843	253 481
Installations de manutention de charbon de Springerville			48 038	65 022
Installations communes de Springerville			107 840	111 699
			<u>352 721</u>	<u>430 202</u>
Total des obligations liées à des contrats de location-acquisition			352 721	430 202
Moins montants échéant à court terme			(90 583)	(77 482)
			<u>262 138</u>	<u>352 720</u>
Total des obligations liées à des contrats de location-acquisition				
DETTE À LONG TERME				
<u>Émission</u>	<u>Échéance</u>	<u>Taux d'intérêt</u>		
Obligations à taux variable exonérées d'impôt	2014 – 2016	Variable	215 300	215 300
Obligations à taux fixe non garanties	2020 – 2040	4,50 % – 6,38 %	609 320	615 855
Billets non garantis	2021 – 2023	3,85 % – 5,15 %	398 822	249 218
			<u>1 223 442</u>	<u>1 080 373</u>
Total de la dette à long terme				
Total de la structure du capital			<u>2 346 507</u>	<u>2 258 036</u>
			\$	\$

Voir les notes des états financiers consolidés.

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
ÉTATS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

	Actions ordinaires	Charges au capital social	Déficit accumulé	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Soldes au 31 décembre 2009	843 971 \$	(6 357) \$	(181 221) \$	(5 802) \$	650 591 \$
Résultat étendu :					
Bénéfice net de 2010			108 260		108 260
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 2 599 \$				(3 967)	(3 967)
Total du résultat étendu					104 293
Apport de capital d'UNS Energy	15 000				15 000
Dividendes versés			(60 000)		(60 000)
Soldes au 31 décembre 2010	858 971	(6 357)	(132 961)	(9 769)	709 884
Résultat étendu :					
Bénéfice net de 2011			85 334		85 334
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices de 137 \$				(275)	(275)
Total du résultat étendu					85 059
Apport de capital d'UNS Energy	30 000				30 000
Soldes au 31 décembre 2011	888 971	(6 357)	(47 627)	(10 044)	824 943
Résultat étendu :					
Bénéfice net de 2012			65 470		65 470
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices de (279) \$				514	514
Total du résultat étendu					65 984
Dividendes versés			(30 000)		(30 000)
Soldes au 31 décembre 2012	888 971 \$	(6 357) \$	(12 157) \$	(9 530) \$	860 927

Nous décrivons à la note 7 les limites imposées à notre capacité de verser des dividendes.

Voir les notes des états financiers consolidés.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 1. NATURE DES ACTIVITÉS ET RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

NATURE DES ACTIVITÉS

UNS Energy Corporation (UNS Energy), auparavant UniSource Energy Corporation, est une société de portefeuille de services publics qui, par le truchement de ses filiales, exerce ses activités dans les secteurs de la production d'électricité et de la distribution d'énergie. Chaque filiale d'UNS Energy est une entité juridique distincte ayant ses propres actifs et passifs. UNS Energy détient en propriété exclusive Tucson Electric Power Company (TEP), UniSource Energy Services, Inc. (UES), Millennium Energy Holdings, Inc. (Millennium) et UniSource Energy Development Company (UED).

TEP est une société de services publics réglementée et est la plus importante filiale d'exploitation d'UNS Energy. Au 31 décembre 2012, elle représentait environ 84 % du total des actifs d'UNS Energy. TEP produit et transporte de l'électricité et la distribue à environ 406 000 clients de détail dans un secteur de 1 155 milles carrés dans le sud-est de l'Arizona. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités de services publics et de commercialisation de l'électricité situées principalement dans l'ouest des États-Unis. De plus, TEP exploite l'unité 3 de la centrale de Springerville (Springerville) pour le compte de Tri-State Generation and Transmission Association, Inc. (Tri-State) et l'unité 4 de Springerville pour le compte de Salt River Project Agriculture Improvement and Power District (SRP).

UES détient les actions ordinaires de deux sociétés de services publics réglementées, UNS Gas, Inc. (UNS Gas) et UNS Electric, Inc. (UNS Electric). UNS Gas est une société de distribution de gaz réglementée qui sert environ 149 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino et de Navajo, dans le nord de l'Arizona, ainsi que dans le comté de Santa Cruz, dans le sud de l'Arizona. UNS Electric est une société de services publics réglementée qui produit et transporte de l'électricité et la distribue à environ 92 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz.

Au 31 décembre 2012, les participations d'UED et de Millennium dans des entreprises non réglementées représentaient moins de 1 % des actifs d'UNS Energy.

Notre entreprise se compose de trois secteurs isolables, soit TEP, UNS Gas et UNS Electric.

Les mots «nous», «nos» et «notre» renvoient à UNS Energy et à ses filiales pris dans leur ensemble.

RÉVISION DES ÉTATS FINANCIERS DE PÉRIODES ANTÉRIEURES

Au quatrième trimestre de 2012, nous avons découvert que nous avons présenté incorrectement les contrats de vente et d'achat d'UNS Electric, qui n'ont pas donné lieu à la livraison physique d'énergie. Le montant brut des opérations a été présenté plutôt que le montant net pour les trois premiers trimestres de 2012 ainsi que pour les exercices 2011 et 2010. Cette erreur a entraîné une surévaluation des ventes de gros d'électricité et une surévaluation correspondante compensatoire des achats d'énergie dans les états des résultats de 31 M\$ en 2011 et de 28 M\$ en 2010. Cette erreur n'a eu aucune incidence sur le bénéfice d'exploitation, le bénéfice net, les bénéfices accumulés ou les flux de trésorerie. Nous avons évalué l'incidence de ces erreurs sur les états financiers des périodes antérieures et avons conclu que leur incidence n'était importante pour aucune de ces périodes. Toutefois, pour chaque poste pris isolément, ces erreurs étaient importantes. Par conséquent, nous avons révisé les états financiers de 2011 et de 2010 ci-inclus conformément au Staff Accounting Bulletin 108 pour corriger ces erreurs. Voir la note 17 pour connaître l'incidence trimestrielle de ces révisions sur les exercices présentés. Les données financières intermédiaires ne sont pas auditées. Le tableau qui suit présente l'incidence des révisions dont il est question ci-dessus sur les états des résultats d'UNS Energy :

	UNS Energy			
	Exercice clos le 31 décembre 2011		Exercice clos le 31 décembre 2010	
	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés
	(en milliers de dollars)			
État des résultats				
Ventes en gros d'électricité	163 159 \$	132 346 \$	151 962 \$	123 943 \$
Total des produits d'exploitation	1 509 515	1 478 702	1 453 966	1 425 947
Achats d'énergie	307 423	276 610	307 288	279 269
Total du combustible et des achats d'énergie	634 345	603 532	584 263	556 244
Total des charges d'exploitation	1 227 843	1 196 995	1 156 852	1 128 833

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

	UNS Energy 2012					
	Trimestres clos les					
	31 mars		30 juin		30 septembre	
	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés
	(en milliers de dollars)					
État des résultats						
Ventes en gros d'électricité	37 104 \$	33 538 \$	28 684 \$	24 381 \$	32 494 \$	28 836 \$
Achats d'énergie	63 276	59 790	51 376	48 203	60 238	57 085
Total du combustible et des achats d'énergie	134 276	130 790	151 328	148 155	175 687	172 534
Total des charges d'exploitation	284 479	280 984	299 112	295 932	330 852	327 700

	UNS Energy 2011							
	Trimestres clos les							
	31 mars		30 juin		30 septembre		31 décembre	
	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés
	(en milliers de dollars)							
État des résultats								
Ventes en gros d'électricité	40 914 \$	35 438 \$	38 744 \$	35 331 \$	41 847 \$	32 818 \$	41 654 \$	28 759 \$
Achats d'énergie	78 274	71 685	66 336	61 804	88 734	79 343	74 079	63 778
Total du combustible et des achats d'énergie	146 579	139 990	155 539	151 007	182 766	173 376	149 461	139 159
Total des charges d'exploitation	299 946	293 357	298 383	293 852	327 187	317 796	302 327	291 990

	UNS Energy							
	Semestres clos les				Périodes de neuf mois closes les			
	30 juin 2012		30 juin 2011		30 septembre 2012		30 septembre 2011	
	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés
	(en milliers de dollars)							
État des résultats								
Ventes en gros d'électricité	65 787 \$	57 919 \$	79 658 \$	70 769 \$	98 282 \$	86 755 \$	121 506 \$	103 587 \$
Total des produits d'exploitation	686 044	679 384	714 439	703 318	1 123 305	1 113 492	1 165 387	1 144 875
Achats d'énergie	114 653	107 993	144 610	133 489	174 891	165 078	233 344	212 832
Total du combustible et des achats d'énergie	285 605	278 945	302 118	290 997	461 292	451 479	484 885	464 373
Total des charges d'exploitation	583 590	576 916	598 330	587 209	914 428	904 616	925 518	905 005
Bénéfice d'exploitation ¹⁾	102 454	102 468	116 109	116 109	208 877	208 876	239 869	239 869

¹⁾ Inclut des reclassements non significatifs du poste Charges d'exploitation au poste Autres charges afin que la présentation soit conforme à celle de l'exercice considéré.

PRISES DE POSITION EN COMPTABILITÉ RÉCEMMENT ADOPTÉES

Le Financial Accounting Standards Board a publié des directives faisant autorité qui éliminent l'option de rendre compte des autres éléments du résultat étendu dans l'état des variations des capitaux propres. Une entité doit plutôt choisir de présenter les éléments du bénéfice net et des autres éléments du résultat étendu dans un état continu ou dans deux états distincts, mais consécutifs. En 2012, nous avons décidé d'inclure deux états distincts, mais consécutifs.

En 2012, nous avons mis en œuvre les directives comptables qui accroissent les informations à fournir relativement aux données non observables utilisées pour le calcul de la juste valeur marchande de certains actifs et passifs. Les directives exigent davantage d'analyse quantitative des données lorsque nous utilisons des données non observables importantes pour évaluer la juste valeur de nos dérivés et de nos instruments financiers. Voir la note 11.

MODE DE PRÉSENTATION

Nous consolidons nos participations dans des filiales lorsque nous détenons la majorité des actions avec droit de vote et que nous pouvons exercer le contrôle sur les activités et les politiques de la société. La consolidation signifie que les comptes de la société mère et de sa filiale sont regroupés et que les soldes et les opérations intersociétés sont éliminés. Les profits intersociétés réalisés sur les opérations entre entités réglementées ne sont pas éliminés si un recouvrement auprès des abonnés est probable. Voir la note 2.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

UTILISATION D'ESTIMATIONS COMPTABLES

La direction procède à des estimations et pose des jugements lorsqu'elle prépare des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Ces estimations et ces hypothèses touchent :

- les actifs et les passifs présentés aux bilans aux dates des états financiers;
- les informations à fournir à propos des actifs et des passifs éventuels aux dates des états financiers;
- les produits et les charges comptabilisés dans les états des résultats pour les périodes présentées.

Les résultats réels pourraient différer de ces estimations, car celles-ci font largement appel au jugement fondé sur notre évaluation de faits et de circonstances pertinents.

COMPTABILISATION PROPRE AUX ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Règle générale, nous utilisons les mêmes méthodes et pratiques comptables que celles utilisées par les sociétés non réglementées. Toutefois, les PCGR exigent parfois que les sociétés à tarif réglementé appliquent un traitement comptable particulier pour montrer l'incidence de la réglementation des tarifs. Par exemple, nous capitalisons certains coûts qui seraient passés en charges dans la période considérée par des sociétés non réglementées. Les actifs réglementaires représentent des coûts engagés qui ont été reportés parce qu'ils feront probablement l'objet d'un recouvrement futur dans les tarifs facturés aux clients de détail. Nos tarifs de détail sont fixés de manière à donner à TEP, à UNS Gas et à UNS Electric la possibilité de recouvrer des montants raisonnables au titre des coûts d'exploitation et des coûts en capital et de dégager un rendement de la centrale en service. Les passifs réglementaires représentent habituellement les coûts futurs attendus qui ont déjà été perçus auprès des clients ou des éléments qui devraient être remboursés aux clients au moyen de réductions de factures. Nous évaluons les actifs réglementaires chaque période et estimons que leur recouvrement est probable. Si le recouvrement futur des coûts cesse d'être probable, les actifs seront radiés à titre de charge dans l'état des résultats de la période considérée.

TEP, UNS Gas et UNS Electric appliquent la comptabilisation propre aux activités réglementées lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- un organisme de réglementation indépendant établit les tarifs;
- l'organisme de réglementation établit les taux de recouvrement des coûts de prestation de services propres à l'entreprise;
- les tarifs sont établis à des niveaux qui permettront à l'entité de recouvrer ses coûts et qui peuvent être facturés aux clients et perçus auprès de ceux-ci.

TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

Nous définissons la trésorerie et les équivalents de trésorerie comme la trésorerie (dépôts à vue non affectés) et tous les placements hautement liquides dont l'échéance initiale à l'achat était de trois mois ou moins.

Au 31 décembre 2012, le poste du bilan Placements et autres biens – Autres comprenait un montant de 7 M\$ en trésorerie soumise à restrictions, dont une tranche de 2 M\$ faisait l'objet de restrictions juridiques quant à son utilisation. Au 31 décembre 2011, le poste du bilan Placements et autres biens – Autres comprenait un montant de 9 M\$ en trésorerie soumise à restrictions, dont une tranche de 3 M\$ faisait l'objet de restrictions juridiques quant à son utilisation.

CENTRALES

Les centrales se composent des immobilisations corporelles de l'entreprise qui soutiennent les services d'électricité et de gaz, qui consistent principalement en des installations de production, de transport et de distribution. Nous présentons les centrales au coût initial. Le coût initial comprend les coûts liés aux matériaux et à la main-d'œuvre, les honoraires de service de l'entrepreneur, les coûts de construction indirects (le cas échéant) et une provision pour fonds utilisés pendant la construction (PFUPC).

Nous comptabilisons les coûts de réparation et d'entretien, y compris les coûts de révisions majeures prévues, dans les charges d'exploitation et d'entretien à l'état des résultats au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

Lorsqu'une unité d'un bien réglementé est mise hors service, nous diminuons l'amortissement cumulé du montant du coût initial, plus les coûts d'enlèvement, moins toute valeur de récupération. Il n'y a aucune répercussion sur l'état des résultats.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

PFUPC et intérêts capitalisés

La PFUPC tient compte du coût des capitaux empruntés et des capitaux propres utilisés pour financer la construction et est capitalisée dans le coût des centrales réglementées. Les montants de PFUPC capitalisés sont compris dans la base tarifaire pour l'établissement des tarifs de détail. Pour les activités qui n'appliquent pas la comptabilisation propre aux activités réglementées, nous capitalisons uniquement les intérêts liés à la dette à titre de coûts de construction. Les intérêts capitalisés relatifs à la dette sont portés en diminution du poste Autres intérêts débiteurs à l'état des résultats. Le coût capitalisé à l'égard des capitaux propres est comptabilisé dans le poste Autres produits à l'état des résultats.

Les taux de la PFUPC moyens sur les dépenses de construction réglementées sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	<u>2012</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
TEP	7,22 %	6,72 %	6,65 %
UNS Gas	7,95 %	8,32 %	8,19 %
UNS Electric	7,89 %	8,18 %	8,22 %

UNS Energy n'a pas capitalisé d'intérêts en 2012. UNS Energy a capitalisé des intérêts à un taux de 3,30 % en 2011 et de 1,96 % en 2010.

Amortissement des immobilisations corporelles

Nous calculons l'amortissement des centrales détenues selon la méthode de l'amortissement par classes homogènes de façon linéaire à des taux d'amortissement fondés sur la durée de vie économique des actifs. Voir la note 5. L'Arizona Corporation Commission (ACC) approuve les taux d'amortissement pour tous les actifs de production et de distribution. Les actifs de transport relèvent de la compétence de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Les taux d'amortissement sont fondés sur la durée de vie utile moyenne et tiennent compte des coûts d'enlèvement estimatifs, déduction faite de la valeur de récupération pour les mises hors service temporaires. Le tableau ci-dessous présente un sommaire des taux d'amortissement annuels moyens pour toutes les centrales qui prend en compte les ajustements significatifs du calcul des taux des exercices présentés pour exclure l'amortissement réparti (l'ajustement n'a pas eu d'incidence sur la dotation à l'amortissement comptabilisée à l'état des résultats).

	<u>TEP</u>	<u>UNS Gas</u>	<u>UNS Electric</u>
2012	3,22 %	2,69 %	3,99 %
2011	3,14 %	2,84 %	4,02 %
2010	3,16 %	2,83 %	4,35 %

Coûts liés aux logiciels

Nous capitalisons les coûts engagés pour acheter et développer des logiciels à usage interne et nous amortissons les coûts sur la durée de vie économique estimative du produit. Quand le logiciel n'est plus utile, nous passons en charges immédiatement les coûts capitalisés liés aux logiciels.

Centrales visées par des contrats de location-acquisition

TEP a financé les actifs de production suivants au moyen de contrats de location-acquisition : l'unité 1 de Springerville, les installations de Springerville communes à l'unité 1 et à l'unité 2 (installations communes de Springerville) et les installations de manutention de charbon de Springerville. La charge liée aux contrats de location-acquisition se compose de la dotation à l'amortissement (voir note 5) et des intérêts débiteurs sur les contrats de location-acquisition. Les modalités des contrats de location sont décrites à la note 6.

INVESTISSEMENTS DANS DES OBLIGATIONS ET PARTICIPATIONS AU TITRE DE CONTRATS DE LOCATION

TEP a détenu un investissement dans des obligations au titre d'un contrat de location-financement relatif à l'unité 1 de Springerville jusqu'à son échéance, en janvier 2013, et a comptabilisé cet investissement au coût amorti et inscrit des intérêts créditeurs. TEP détient une participation de 14 % dans l'unité 1 de Springerville et une participation de 50 % dans certaines installations communes de Springerville (contrats de location de l'unité 1 de Springerville). La juste valeur de ces investissements est décrite à la note 11. Ces investissements ne réduisent pas les obligations liées à des contrats de location-acquisition présentées au bilan, parce qu'il n'existe aucun droit juridiquement exécutoire de compenser. TEP verse ses paiements liés aux contrats de location à un fiduciaire, qui les distribue à son tour aux parties détenant une participation.

TEP comptabilise sa participation dans la fiducie de location de l'unité 1 de Springerville selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

INSTALLATIONS DÉTENUES CONJOINTEMENT

TEP détient des participations dans plusieurs installations de production et de transport détenues conjointement avec d'autres sociétés. Ces projets sont comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle en fonction de notre pourcentage de participation. Voir la note 5.

OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

TEP et UNS Electric comptabilisent un passif à l'égard de la valeur actualisée estimative d'une obligation conditionnelle liée à la mise hors service d'immobilisations comme suit :

- lorsqu'il est possible d'estimer raisonnablement la juste valeur de toute obligation future de mise hors service aux termes d'une loi, d'une ordonnance ou d'un contrat;
- s'il est possible d'estimer raisonnablement la juste valeur.

Lorsque le passif est initialement comptabilisé à la valeur actualisée nette, TEP et UNS Electric capitalisent les coûts en augmentant la valeur comptable de l'actif à long terme connexe. TEP et UNS Electric ajustent le passif à sa valeur actuelle en comptabilisant une charge de désactualisation dans les charges d'exploitation et d'entretien, et les coûts capitalisés sont amortis par imputation à la dotation à l'amortissement sur la durée de vie utile de l'actif connexe ou, le cas échéant, sur la durée du contrat de location comportant des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Selon les études de démantèlement visant à estimer le moment et le montant liés à la mise hors service future de certains actifs de production, TEP et UNS Electric ont toutes deux comptabilisé des obligations légales liées à la mise hors service d'immobilisations pour ces actifs. De plus, TEP et UNS Electric ont contracté des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives à leurs actifs liés à la production photovoltaïque en raison de la conclusion de divers contrats de location de terrains.

TEP et UNS Electric ont comptabilisé des coûts d'enlèvement d'actifs de production qui sont recouvrables au moyen des tarifs facturés aux clients de détail. Voir la note 2.

Nous comptabilisons les coûts d'enlèvement des actifs de transport et de distribution à l'aide des taux d'amortissement et recouvrons ces montants au moyen des tarifs facturés aux clients de détail. Il n'y a aucune obligation légale liée aux actifs de transport et de distribution. Nous avons comptabilisé une obligation pour les coûts d'enlèvement estimatifs à titre de passifs réglementaires.

TESTS DE DÉPRÉCIATION DES ACTIFS

Nous soumettons les actifs à long terme et les placements à un test de dépréciation lorsque les événements ou les circonstances indiquent que la valeur comptable des actifs pourrait avoir subi une dépréciation. Si les flux de trésorerie futurs prévus (non actualisés) sont inférieurs à la valeur comptable de l'actif, une perte de valeur est comptabilisée pourvu que la dépréciation soit durable et que la perte ne soit pas recouvrable au moyen des tarifs.

COÛTS DE FINANCEMENT REPORTÉS

Nous reportons les coûts d'émission des titres de créance et les amortissons à titre d'intérêts débiteurs de façon linéaire sur la durée des titres de créance, puisque cette méthode se rapproche de la méthode du taux d'intérêt effectif. Ces frais se composent des commissions de placement, des escomptes ou des primes et des autres frais, comme les honoraires juridiques et comptables et les frais de réglementation et d'impression.

Nous reportons et amortissons ces gains et ces pertes sur les titres de créance rachetés relatifs à nos activités réglementées dans les intérêts débiteurs sur la durée de vie résiduelle des titres de créances initiaux.

PRODUITS D'EXPLOITATION DES CENTRALES

Nous comptabilisons les produits d'exploitation lorsque les services sont rendus ou lorsque les marchandises sont livrées aux clients. Les produits d'exploitation comprennent une estimation des produits non facturés à l'égard de services rendus, mais non facturés, à la fin d'une période de présentation.

Nous déterminons les quantités livrées grâce à la lecture périodique des compteurs des clients. À la fin du mois, l'utilisation depuis la dernière lecture des compteurs est estimée et les produits non facturés correspondants sont calculés. Les produits non facturés sont estimés selon les volumes de production ou d'achat quotidiens, l'utilisation estimative par catégorie de clients, les pertes en ligne estimatives et les tarifs de détail moyens estimatifs facturés aux clients. Les produits non facturés comptabilisés sont contrepassés au cours du mois suivant au moment de la facturation. Les variations des demandes d'énergie, la météo, les pertes en ligne, les tarifs de détail facturés aux clients et la composition des catégories de clients influent sur l'exactitude du montant estimatif des produits non facturés.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

L'ACC a autorisé un mécanisme d'ajustement des tarifs pour TEP, UNS Gas et UNS Electric qui prévoit le recouvrement des coûts d'achat d'électricité/d'énergie, de transport et de combustible réels. Un supplément ou un rabais de facturation permet d'ajuster le tarif de détail facturé aux clients pour l'électricité ou le gaz livré afin de percevoir ou de rembourser les coûts d'énergie non recouverts ou perçus en trop. L'ACC examine régulièrement les mécanismes d'ajustement des tarifs (annuellement dans le cas de TEP et d'UNS Electric et mensuellement dans celui d'UNS Gas) et pourrait accroître ou abaisser les coûts recouverts au moyen des tarifs de détail pour tout écart entre le total du montant perçu conformément aux mécanismes et les coûts recouvrables engagés. Voir la note 2.

La norme sur l'énergie renouvelable (NER) de l'Arizona exige que TEP et UNS Electric augmentent leur utilisation d'énergie renouvelable et autorise le recouvrement des coûts de conformité au moyen d'un supplément de facturation au titre de la NER aux clients. Le supplément de facturation est facturé aux clients au titre de la gestion axée sur la demande (GAD) pour recouvrer le coût des programmes en matière d'efficacité de l'énergie électrique (PEEE) ou les programmes en matière d'efficacité de l'énergie gazière (PEEG) approuvés par l'ACC. Nous reportons les écarts entre les coûts admissibles réels liés à la NER ou à la GAD engagés et le recouvrement de ces coûts auprès des clients de détail au moyen d'un supplément de facturation au titre de la NER et de la GAD. Les coûts recouverts en trop (l'excédent des recouvrements de coûts au moyen du supplément de facturation au titre de la NER et de la GAD par rapport aux coûts admissibles réels engagés) sont reportés à titre de passifs réglementaires et les sous-recouvrements (l'excédent des coûts admissibles réels engagés par rapport aux coûts recouverts au moyen du supplément de facturation au titre de la NER et de la GAD) sont reportés à titre d'actifs réglementaires. Les suppléments de facturation sont habituellement réinitialisés annuellement et comportent un mécanisme de facteur d'ajustement qui, sur approbation de l'ACC, nous permet d'appliquer toute insuffisance ou tout surplus des charges liées au programme de l'exercice précédent au supplément de facturation au titre de la NER et de la GAD de l'exercice suivant. Voir la note 2.

Pour les contrats d'achat et de vente en gros d'électricité qui ne sont pas réglés en énergie, TEP et UNS Electric présentent le montant net des contrats de vente et des contrats d'achat d'électricité dans les produits de ventes en gros d'électricité. Les rentrées correspondantes sont comptabilisées à l'état des flux de trésorerie au poste Rentrées provenant des ventes en gros d'électricité, alors que les paiements au comptant sont comptabilisés à titre de coûts des achats d'énergie/d'électricité versés.

Nous comptabilisons une provision pour créances douteuses pour réduire les débiteurs des montants jugés irrécouvrables. La provision est établie selon les tendances historiques de créances irrécouvrables, les ventes au détail et la conjoncture économique. Après 90 jours, nous soumettons les comptes impayés à des agences de recouvrement externes.

TEP réalise et comptabilise mensuellement d'autres produits en tant qu'exploitant de l'unité 3 de Springerville pour le compte de Tri-State et de l'unité 4 de Springerville pour le compte de SRP. Tri-State et SRP remboursent à TEP diverses charges d'exploitation engagées à Springerville qui sont comptabilisées dans le poste approprié de l'état des résultats selon la nature du service ou des matériaux fournis. Tri-State et SRP versent également des paiements à TEP pour l'utilisation des installations communes de Springerville et des installations de manutention de charbon de Springerville, lesquels sont comptabilisés dans le poste Autres produits.

STOCKS

Les matériaux et fournitures se composent des matériaux de construction et de réparation liés aux activités de transport, de distribution et de production. Nous comptabilisons les stocks de combustible, de matériaux et de fournitures au coût moyen pondéré ou aux prix du marché, selon le moins élevé des deux montants. Nous capitalisons les coûts de manutention et d'approvisionnement (comme les coûts des matériaux, les coûts de main-d'œuvre, les coûts indirects et les coûts de transport) dans les stocks.

RECOUVREMENT DES COÛTS DU COMBUSTIBLE ET DES COÛTS D'ACHAT D'ÉNERGIE

Clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible de TEP et d'UNS Electric

TEP et UNS Electric comptabilisent mensuellement les coûts du combustible, de transport et d'achat d'électricité réellement engagés. Les clients de détail sont facturés mensuellement pour le coût du combustible, de transport et d'achat d'électricité selon les tarifs de base et selon le tarif de la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible (CAAEC) en vigueur. L'écart entre les coûts facturés aux clients (recouverts des clients) et les coûts du combustible réellement engagés pour fournir les services d'électricité de détail est reporté. Les coûts recouverts en trop (l'excédent des recouvrements de coûts du combustible) sont reportés à titre de passifs réglementaires et les sous-recouvrements (l'excédent des coûts réellement engagés par rapport aux recouvrements de coûts du combustible) sont reportés à titre d'actifs réglementaires. Voir la note 2.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Facteur d'ajustement des achats de gaz d'UNS Gas

UNS Gas reporte l'écart entre les coûts du gaz réellement engagés et le recouvrement de ces coûts selon le mécanisme du facteur d'ajustement des achats de gaz (FAAG). Les coûts du gaz recouverts en trop (l'excédent des recouvrements de coûts du gaz selon le mécanisme du FAAG par rapport aux coûts du gaz réellement engagés) sont reportés à titre de passifs réglementaires et les sous-recouvrements (l'excédent des coûts du gaz réellement engagés par rapport aux recouvrements de coûts du gaz au moyen du mécanisme du FAAG) sont reportés à titre d'actifs réglementaires. Voir la note 2.

CRÉDITS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

L'ACC utilise les crédits d'énergie renouvelable (CER) pour évaluer la conformité avec les exigences de la NER. Un CER équivaut à un kWh produit à partir de ressources renouvelables. Les coûts d'achat de CER sont des dépenses liées à l'énergie renouvelable admissibles recouvrables au moyen d'un supplément de facturation au titre de la NER. Lorsque TEP ou UNS Electric achète de l'énergie renouvelable, la prime payée par rapport aux prix du marché de l'électricité traditionnelle constitue le coût des CER et le coût résiduel est recouvrable au moyen de la CAAEC.

Lorsque des CER sont achetés, TEP et UNS Electric comptabilisent le coût des CER non retirés (un actif incorporel à durée de vie indéfinie) au poste Autres actifs, et un passif réglementaire correspondant pour refléter l'obligation d'utiliser les CER afin de se conformer à la NER à l'avenir. Lorsque les CER sont présentés à l'ACC à des fins de conformité aux exigences de la NER, TEP et UNS Electric comptabilisent une charge au titre des achats d'électricité et un montant correspondant au titre des autres produits dans les états des résultats. Voir la note 2.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

En raison des écarts entre les PCGR et les lois fiscales, nombre d'opérations sont traitées différemment aux fins fiscales et aux fins de présentation dans les états financiers. Les écarts temporaires sont comptabilisés au moyen d'actifs et de passifs d'impôts reportés aux bilans. Le montant de ces actifs et de ces passifs est calculé à l'aide des taux d'imposition qui devraient être en vigueur lorsque les actifs d'impôts reportés seront réalisés ou que les passifs d'impôts reportés seront réglés. Les actifs d'impôts reportés sont diminués à l'aide d'une provision pour moins-value lorsque, de l'avis de la direction, il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou que la totalité des actifs d'impôts reportés ne soit pas réalisée.

Les économies d'impôts sont portées en réduction des passifs d'impôts reportés à long terme/autres passifs à court terme lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'une position fiscale soumise à examen par l'Administration fiscale sera maintenue à la lumière du fondement technique de la position. Les économies d'impôts comptabilisées correspondent au montant le plus élevé dont la probabilité de se réaliser lors du règlement final avec l'Administration fiscale est supérieure à 50 %, en supposant que l'on dispose de tous les renseignements pertinents relatifs à la position. Les économies d'impôts associées aux positions fiscales prises dans une déclaration de revenus qui ne respectent pas ces critères sont comptabilisées à titre de passifs d'impôts reportés à long terme/autres passifs à long terme. Les intérêts débiteurs courus liés aux obligations fiscales sont comptabilisés dans les autres intérêts débiteurs.

Avant 1990, TEP a transféré aux abonnés une partie de l'amortissement fiscal accéléré des centrales, puisque les économies d'impôt étaient constatées dans les déclarations de revenus. Les actifs réglementaires à long terme comprennent un impôt sur les bénéfices recouvrable à même les tarifs futurs qui reflètent les produits futurs que les abonnés nous devront lorsque ces économies d'impôts se résorberont. Voir la note 2.

Nous comptabilisons les crédits d'énergie fédéraux produits avant 2012 à l'aide du modèle de comptabilisation des attributions. Le crédit est traité comme un produit reporté qui est comptabilisé sur la durée d'amortissement de l'actif sous-jacent. L'économie d'impôts reportée relative au crédit est traitée comme une réduction de la charge d'impôts sur les bénéfices dans l'exercice au cours duquel le crédit survient. Les crédits d'énergie fédéraux produits en 2012 sont reportés à titre de passifs réglementaires à long terme et amortis en réduction de la charge d'impôts sur les bénéfices sur la durée de vie fiscale de l'actif sous-jacent. La charge d'impôts sur les bénéfices attribuable à la réduction de la valeur fiscale est comptabilisée dans l'exercice où le crédit d'énergie fédéral est produit. Tous les autres crédits d'impôt fédéraux et étatiques sont portés en réduction de la charge d'impôts sur les bénéfices dans l'exercice au cours duquel ils surviennent.

Les passifs d'impôts consolidés sont répartis entre les filiales en fonction de leur bénéfice imposable, tel qu'il est présenté dans la déclaration de revenus consolidée.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

IMPÔTS ET TAXES AUTRES QUE LES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Nous agissons à titre de conduits ou d'agents de recouvrement pour les taxes de vente, les taxes sur les services publics, les redevances de franchise et les cotisations réglementaires. Lorsque nous facturons les clients pour ces impôts, taxes et cotisations, nous comptabilisons des créances. Au même moment, nous comptabilisons des passifs à payer aux organismes gouvernementaux au bilan pour ces impôts, taxes et cotisations. Ces montants ne sont pas pris en compte dans les états des résultats.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Risques et aperçu

Nous sommes exposés au risque lié au prix de l'énergie relativement à nos besoins en gaz naturel et à nos besoins d'achat d'électricité, au risque volumétrique relatif à la charge saisonnière et au risque opérationnel relatif aux centrales, au transport et aux systèmes de transport. Nous réduisons notre risque lié au prix de l'énergie à l'aide de divers instruments dérivés ou non dérivés. Ces contrats ont pour but de créer une stabilité des prix, d'assurer que nous respectons les besoins en charge et les obligations liées aux réserves et de réduire notre exposition à la volatilité des prix qui pourrait découler d'un retard de recouvrement aux termes de la CAAEC ou du FAAG. Voir la note 2.

Nous tenons compte de l'incidence du risque de crédit de la contrepartie au moment d'établir la juste valeur positive nette des instruments dérivés compte tenu des garanties fournies par les contreparties et répartissons l'ajustement du risque de crédit entre les contrats individuels. Nous prenons également en considération l'incidence de notre propre risque de crédit après la prise en compte des garanties fournies sur les instruments qui représentent un passif net et répartissons l'ajustement du risque de crédit entre tous les contrats individuels.

Nous présentons les garanties en trésorerie et les actifs et passifs dérivés relatifs à la même contrepartie distinctement dans nos états financiers et nous séparons la tranche à court terme et la tranche à long terme de tous nos dérivés au bilan.

De 2010 à 2012, nous n'avons conclu aucune opération sur instruments financiers dérivés à des fins de transaction.

Couvertures de flux de trésorerie

TEP couvre son risque de flux de trésorerie associé aux fluctuations défavorables des taux d'intérêt variables sur les contrats de location adossés relatifs aux contrats de location de l'unité 1 de Springerville et aux obligations à revenu pour le développement industriel ou aux obligations à revenu pour la lutte contre la pollution (ODI). De plus, TEP couvre son risque de flux de trésorerie lié à un contrat d'approvisionnement d'électricité de six ans à l'aide d'un contrat de swaps d'achat d'électricité de six ans. UNS Electric a conclu un contrat de couverture de flux de trésorerie en août 2011 afin de convertir efficacement le taux d'intérêt variable de l'emprunt à terme d'UNS Electric à un taux fixe. TEP et UNS Electric comptabilisent leurs couvertures de flux de trésorerie comme suit :

- La partie efficace de la couverture contre les variations de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt et du contrat d'achat d'électricité de six ans de TEP est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu et la partie inefficace, le cas échéant, est comptabilisée dans les bénéfices;
- Lorsque TEP et UNS Electric établissent qu'un contrat n'est plus efficace pour compenser les variations des flux de trésorerie d'un élément couvert, elles comptabilisent les variations de la juste valeur dans les bénéfices. Les gains et les pertes latents à ce moment demeurent dans les autres éléments du résultat étendu et sont reclassés dans les bénéfices lorsque l'opération couverte sous-jacente se réalise.

Nous évaluons formellement les relations de couverture à leur création et de façon continue par la suite, afin d'établir si les dérivés ont été hautement efficaces pour compenser les variations des flux de trésorerie des éléments couverts et s'ils le resteront. Nous mettons fin à la comptabilité de couverture lorsque l'un de ces événements se produit : 1) le dérivé n'est plus efficace pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie d'un instrument couvert; 2) le dérivé vient à échéance ou est vendu, résilié ou exercé; 3) il n'est plus probable que l'opération prévue se réalise; 4) nous déterminons que le fait de désigner le dérivé comme un instrument de couverture ne convient plus.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Évaluation ultérieure à la juste valeur

- **TEP**

Les couvertures de TEP, comme les contrats d'achat d'électricité à terme indexés au prix du gaz, les contrats à terme de vente d'électricité à court terme, ou les options d'achat et de vente (tunnels de gaz naturel), qui n'ont pas été admissibles à la comptabilité de couverture de flux de trésorerie ou qui n'ont pas satisfait aux critères d'exception relative aux achats normaux et ventes normales sont considérées comme des transactions évaluées ultérieurement à la juste valeur. TEP couvre une partie de son exposition mensuelle au gaz naturel pour le combustible des centrales, les achats d'électricité indexés au prix du gaz et les achats sur le marché au comptant avec des contrats à prix fixe d'une durée maximale de trois ans. Les gains et pertes non réalisés sont comptabilisés comme un actif réglementaire ou un passif réglementaire dans la mesure où ils peuvent être recouverts au moyen de la CAAEC.

- **UNS Gas**

UNS Gas conclut des contrats de dérivés comme des contrats d'achat de gaz à terme et des swaps sur le gaz, créant une stabilité des prix et réduisant l'exposition au risque de volatilité des prix du gaz naturel qui pourrait résulter d'un retard dans le recouvrement en vertu du FAAG. Les gains et pertes non réalisés sont comptabilisés comme un actif réglementaire ou un passif réglementaire, le mécanisme du FAAG permettant le recouvrement du coût des contrats de couverture.

- **UNS Electric**

UNS Electric couvre une partie de l'exposition de ses achats d'énergie à prix fixe et de ses contrats indexés au prix du gaz naturel au moyen d'achats d'électricité à terme, de swaps sur gaz naturel et d'options d'achat et de vente. Les gains et pertes non réalisés sont comptabilisés comme un actif réglementaire ou un passif réglementaire, le mécanisme de la CAAEC permettant le recouvrement des coûts raisonnables des contrats visant à couvrir les coûts d'achat de combustible et d'électricité.

Achats normaux et ventes normales

Nous concluons des contrats d'achat et de vente d'énergie à terme, y compris des options d'achat, avec des contreparties aux fins de nos obligations de distribution de la charge ou avec des contreparties possédant une capacité de production pour soutenir nos prévisions de charge actuelles. Ces contrats n'ont pas à être évalués à la juste valeur et sont comptabilisés selon la comptabilité d'exercice. Nous évaluons régulièrement le risque de non-exécution de nos contreparties pour nous assurer qu'il ne nuit pas à notre capacité de se prévaloir de l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales.

PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Nous offrons des régimes de retraite à prestations déterminées non contributifs à la quasi-totalité des employés et à certains employés de nos sociétés affiliées. Les prestations sont calculées en fonction des années de service et de la rémunération des employés. Nous maintenons également un régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (RRSD) pour les membres de la haute direction. TEP offre également à ses employés retraités des prestations limitées d'assurance-vie et de soins de santé. Nous finançons les régimes de retraite en cotisant au moins le montant minimal exigé par les règlements de l'Internal Revenue Service (IRS).

Nous comptabilisons la situation de sous-capitalisation de nos régimes de retraite à prestations déterminées comme un passif dans nos bilans. La situation de sous-capitalisation représente la différence entre la juste valeur des actifs des régimes de retraite et l'obligation projetée au titre des prestations des régimes de retraite. Nous comptabilisons un actif réglementaire dans la mesure où ces coûts futurs pourraient être recouverts dans les tarifs facturés aux clients de détail et lorsque nous prévoyons recouvrer ces coûts sur la durée de service estimative des employés.

Nous offrons de plus des avantages complémentaires de retraite à certains employés dont les prestations sont visées par les limites de l'IRS en matière d'avantages ou de rémunération. Les variations des obligations au titre des prestations du RRSD sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

La charge au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite est calculée en fonction d'évaluations actuarielles, fondées sur des hypothèses que nous révisons annuellement. Voir la note 9.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

RECLASSEMENTS

UNS Energy et TEP ont reclassé les éléments suivants dans les états financiers de 2011 et de 2010 afin que leur présentation soit conforme à celle des états financiers de 2012.

- UNS Energy a reclassé 4 M\$ des créances affichant des soldes créditeurs de 2011 du poste Débiteurs – Clients au poste Autres passifs à court terme;
- UNS Energy et TEP ont reclassé 4 M\$ des coûts d'exploitation et d'entretien payés en 2010 et 2011 du poste Coûts de combustible payés au poste Paiement des coûts d'exploitation et d'entretien;
- TEP a reclassé 2 M\$ des créances affichant des soldes créditeurs de 2011 du poste Débiteurs – Clients au poste Autres passifs à court terme;
- UNS Energy et TEP ont reclassé 1 M\$ des retenues salariales aux fins de l'impôt de 2011 du poste Autres passifs à court terme au poste Charges de personnel courues à payer;
- UNS Energy et TEP ont reclassé 35 000 \$ du poste Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices au poste Autres charges dans les états financiers de 2011 afin que leur présentation soit conforme à celle de l'exercice considéré.

NOTE 2. QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES

TARIFS ET RÉGLEMENTATION

L'ACC et la FERC régissent chacune une partie des pratiques comptables des sociétés de services publics et des tarifs utilisés par TEP, UNS Gas et UNS Electric. L'ACC régit les tarifs facturés aux clients de détail, l'emplacement des installations de production et de transport, l'émission de titres et les transactions avec les sociétés affiliées. La FERC régit les modalités et les prix des services de transport et des ventes en gros d'électricité.

Tarifs de TEP

Ordonnance tarifaire 2008 de TEP

L'ordonnance tarifaire 2008 de TEP, émise par l'ACC et en vigueur depuis le 1^{er} décembre 2008, a accordé à TEP une hausse de 6 % de son tarif de base moyen par rapport à ses tarifs de base précédents; un taux de rendement autorisé de 8 % sur la base tarifaire au coût initial (BTCI) d'environ 1 G\$, un taux de rendement de 5,6 % sur la base tarifaire à la juste valeur (BTJV) d'environ 1,5 G\$, compte non tenu du rendement sur l'augmentation de la juste valeur de la base tarifaire (soit la différence entre la BTCI et la BTJV). L'ACC a autorisé l'ajout d'un tarif de combustible de 2,9 \$ par kilowattheure (kWh) dans les tarifs de base; une CAAEC en vigueur le 1^{er} janvier 2009 et un moratoire sur l'augmentation du tarif de base jusqu'au 1^{er} janvier 2013.

Demande de révision de tarifs en cours de TEP

En juillet 2012, TEP a déposé devant l'ACC une demande générale de révision de tarifs, fondée sur le coût de service, visant une augmentation du tarif de base d'environ 15 % pour couvrir une insuffisance de produits de 128 M\$. TEP a demandé un rendement de 7,74 % sur une BTCI de 1,5 G\$, et de 5,68 % sur une BTJV de 2,3 G\$. Le rendement sur la BTJV comprend un rendement de 1,56 % sur l'augmentation de la juste valeur de la base tarifaire (soit la différence entre la BTCI et la BTJV d'environ 800 M\$).

TEP a réclamé un mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables (RCFI) pour recouvrer les coûts non liés au combustible qui seront irrécupérables en raison des pertes de ventes de kilowattheure (kWh) découlant de l'application des normes en matière d'efficacité de l'énergie électrique (NEEE) d'ACC et de la NER. TEP a aussi réclamé un mécanisme, devant être ajusté annuellement, visant à recouvrer les coûts liés à la conformité aux normes environnementales exigées par les organismes fédéraux et autres organismes gouvernementaux entre les demandes de révision de tarifs.

TEP a proposé un programme pilote sur trois ans permettant l'investissement dans des PEEE pour respecter les normes connexes de la façon la plus économique possible. Selon la proposition de TEP, les investissements dans les PEEE seraient considérés comme des actifs réglementaires et amortis sur une période de quatre ans. TEP réaliserait un rendement sur l'investissement et recouvrerait le rendement et la dotation à l'amortissement au moyen du supplément de facturation actuel au titre de la GAD.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

En février 2013, TEP, le personnel de l'ACC et les autres parties à la demande de révision de tarifs en cours de TEP ont conclu une entente de règlement proposée qui exige l'approbation de l'ACC avant l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs.

Tarifs d'UNS Gas

Ordonnance tarifaire 2012 d'UNS Gas

En avril 2012, l'ACC a approuvé une augmentation du tarif de base de 2,7 M\$, ou 1,8 %, et un mécanisme permettant à UNS Gas de recouvrer les produits liés aux coûts fixes irrécupérables engagés pour la mise en œuvre des normes en matière d'efficacité de l'énergie gazière (NEEG) de l'ACC. UNS Gas a comptabilisé moins de 0,1 M\$ de produits en vertu du RCFI en 2012.

L'ACC a approuvé un taux de rendement autorisé de 8,3 % sur une BTCI de 183 M\$ et de 1,0 % sur l'augmentation de la juste valeur de la base tarifaire (soit la différence entre la BTCI et la BTJV d'environ 70 M\$). Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur en mai 2012.

Tarifs d'UNS Electric

Ordonnance tarifaire 2010 d'UNS Electric

En septembre 2010, l'ACC a approuvé une augmentation du tarif de base de 7 M\$, ou 4 %, incluant un taux de rendement autorisé de 8,3 % sur une BTCI de 169 M\$ et de 1,3 % sur l'augmentation de la juste valeur de la base tarifaire (soit la différence entre la BTCI et la BTJV d'environ 73 M\$). L'ordonnance a également autorisé de nouveaux taux d'amortissement qui sont entrés en vigueur en octobre 2010.

En juillet 2011, avec l'approbation de l'ACC et de la FERC, UNS Electric a procédé à l'acquisition de BMGS auprès d'UED pour une contrepartie de 63 M\$, soit la valeur comptable des actifs pour UED. BMGS a été incluse dans la base tarifaire d'UNS Electric au moyen d'un reclassement des tarifs sans incidence sur les produits d'environ 0,7 \$ par kWh à partir des tarifs de base d'approvisionnement en électricité aux tarifs de base non liés au combustible.

Demande de révision de tarifs en cours d'UNS Electric

En décembre 2012, conformément à son ordonnance tarifaire 2010, UNS Electric a déposé devant l'ACC une demande générale de révision de tarifs, fondée sur le coût de service, visant une augmentation des tarifs de base non liés au combustible de 7,5 M\$, ou 4,6 %. UNS Electric a demandé un taux de rendement de 8,4 % sur une BTCI d'environ 217 M\$ et de 6,7 % sur une BTJV de 286 M\$. Le rendement sur la BTJV comprend un rendement de 1,6 % sur l'augmentation de la juste valeur de la base tarifaire (soit la différence entre la BTCI et la BTJV d'environ 69 M\$).

UNS Electric a réclamé un mécanisme de RCFI pour recouvrer les coûts non liés au combustible qui resteraient irrécupérables en raison des pertes de ventes de kWh découlant de l'application des NEEE et de la NER. En plus du mécanisme de RCFI, UNS Electric a réclamé un facteur d'ajustement applicable aux coûts de transport (FACT). Le FACT vise à suivre les changements au tarif du transport libre-accès (TTLA) d'UNS Electric approuvé par la FERC, lequel est mis à jour annuellement, et permettrait à UNS Electric de recouvrer les coûts de transport en temps voulu.

MÉCANISMES DE RECOUVREMENT DE COÛTS

TEP, UNS Gas et UNS Electric ont été visées par des décisions réglementaires qui autorisent un recouvrement plus opportun de certains coûts à l'aide des mécanismes de recouvrement décrits ci-après.

Clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible

La CAAEC prévoit l'ajustement des tarifs de détail pour tenir compte des variations des coûts d'achat d'électricité, de combustible de détail et de transport, y compris les frais liés à la demande, et les coûts prudents des contrats conclus pour couvrir le combustible. TEP et UNS Electric comptabilisent des reports pour les recouvrements ou les remboursements dans la mesure où les coûts réels d'achat d'électricité, de combustible de détail et de transport varient des tarifs du combustible et des tarifs actuels de la CAAEC. La CAAEC de TEP est entrée en vigueur en janvier 2009. Un ajustement du tarif de la CAAEC est effectué chaque année, le 1^{er} avril (sauf si approuvé autrement par l'ACC), et entre automatiquement en vigueur pour la période subséquente de douze mois, à moins d'être suspendu par l'ACC. L'ajustement de tarif de la CAAEC d'UNS Electric est effectué annuellement, le 1^{er} juin, et est en vigueur pour la période subséquente de douze mois.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tarif de la CAAEC comprend : 1) une composante à terme, en vertu de laquelle TEP et UNS Electric recouvrent ou remboursent les différences entre a) le coût prévu des achats d'électricité, de transport et de combustible pour la prochaine année civile et b) les coûts incorporés dans les tarifs de combustible et les tarifs actuels de la CAAEC; 2) une composante de «rajustement» qui rapproche les différences entre les coûts d'achat d'électricité, de transport et de combustible réels et ceux qui sont recouverts au moyen de la combinaison des tarifs de combustible et de la composante à terme pour la période de douze mois précédente.

Le tableau ci-dessous présente les tarifs de la CAAEC de TEP et d'UNS Electric en cent par kWh par rapport au coût de combustible réel, les écarts donnant lieu à des actifs ou des passifs réglementaires :

	2012			2011		
	Juin - décembre	Avril - mai	Janvier - mars	Juin - décembre	Avril - mai	Janvier - mars
TEP						
CAAEC	0,77	0,77	0,53	0,53	0,53	0,09
CTML ¹	0,00	0,00	(0,53)	(0,53)	(0,53)	(0,09)
Total du tarif de la CAAEC	0,77	0,77	—	—	—	—
UNS Electric	(1,44)	(0,88)	(0,88)	(0,88)	0,08	0,08

¹⁾ Charge de transition de marché libre

Dans le cadre de son ordonnance tarifaire 2008, TEP devait rembourser aux clients des produits déjà perçus, au moyen de la CAAEC. Par conséquent, la charge liée à la CAAEC a été de zéro depuis son entrée en vigueur en janvier 2009. En novembre 2011, les produits fixes au titre de la CTML avaient été totalement remboursés aux clients et TEP a commencé à reporter les coûts admissibles en vertu de la CAAEC jusqu'à l'approbation d'un nouveau tarif de la CAAEC par l'ACC en avril 2012.

Facteur d'ajustement des achats de gaz d'UNS Gas

Le mécanisme du FAAG permet à UNS Gas d'ajuster les tarifs de détail pour tenir compte des variations des coûts du gaz naturel. UNS Gas comptabilise des reports pour les recouvrements ou les remboursements dans la mesure où les coûts réels du gaz naturel diffèrent du tarif du FAAG. Le tarif du FAAG reflète une moyenne mobile pondérée des coûts de gaz engagés par UNS Gas au cours des 12 mois précédents. Le tarif du FAAG s'ajuste automatiquement chaque mois, mais il ne peut augmenter ni diminuer de plus de 0,15 \$ par unité thermique sur une période de douze mois. UNS Gas doit produire une demande visant à accorder un rabais de facturation additionnel si les soldes des reports représentent 10 M\$ ou plus par rapport aux coûts facturés aux clients. En 2012, l'ACC a approuvé un rabais de facturation temporaire du FAAG de 4,5 \$ par unité thermique, en vigueur pour la période allant de mai 2012 jusqu'en avril 2014, ou jusqu'à l'élimination du solde du FAAG, selon la première des éventualités. Au 31 décembre 2012, le solde du FAAG présentait un montant recouvert en trop de 10 M\$ par rapport aux coûts facturés aux clients, soit une hausse de 2 M\$ par rapport au 31 décembre 2011.

Le tarif du FAAG s'échelonnait de 0,5202 \$ à 0,6501 \$ par unité thermique en 2012, et de 0,6593 \$ à 0,7296 \$ par unité thermique en 2011.

NER et Normes en matière d'efficacité énergétique

L'ACC a une NER obligatoire qui oblige TEP et UNS Electric à utiliser davantage d'énergie renouvelable dans le cadre d'initiatives financées au moyen de suppléments de facturation aux clients. TEP et UNS Electric doivent présenter à l'ACC des plans de mise en œuvre sur cinq ans et obtenir chaque année l'approbation pour le montant à financer à l'égard de la NER pour la prochaine année. De même, TEP, UNS Gas et UNS Electric recouvrent le coût des programmes d'efficacité énergétique approuvés par l'ACC au moyen de suppléments de facturation au titre de la GAD établies par l'ACC.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau suivant présente le recouvrement des tarifs de la NER et de la GAD :

	NER de TEP	NER d'UNS Electric	GAD de TEP (en millions de dollars)	GAD d'UNS Gas	GAD d'UNS Electric
2012	30 \$	7 \$	11 \$	1 \$	7 \$
2011	35	7	11	1	2
2010	32	7	10	1	2

Norme sur l'énergie renouvelable

Le tableau suivant présente les programmes autorisés de TEP pour la NER de 2010 à 2012 :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012 ²	2011	2010
	(en millions de dollars)		
Investissement dans les projets solaires de la société	28 \$	28 \$	14 \$
Rendement sur l'investissement dans les projets solaires de la société	2	1	—
Budget du programme ¹	30	36	44

¹⁾ Le budget approuvé du programme de 2010 comprend des reports en avant de 12 M\$ des fonds de la NER de 2008 et de 2009.

²⁾ TEP a atteint la cible de 3,5 % du programme d'énergie renouvelable de 2012.

Le mécanisme de financement permet à TEP d'utiliser les fonds de la NER pour recouvrer les coûts liés à l'exploitation, à la dotation à l'amortissement et aux impôts fonciers, et de dégager un rendement sur les projets solaires de la société jusqu'à ce qu'ils puissent être inclus dans les tarifs de base.

En janvier 2013, l'ACC a approuvé le plan de mise en œuvre de la NER de TEP pour 2013. Selon le plan, TEP compte recouvrer environ 36 M\$ auprès des clients de détail au cours de 2013. Le plan prévoit un investissement de 28 M\$ en 2013 pour les projets solaires de la société, dont une tranche de 8 M\$ a déjà été approuvée par l'ACC, de même que le maintien du mécanisme de financement pour les projets solaires de la société. Conformément à ce mécanisme de financement approuvé par l'ACC, TEP pourrait dégager en 2013 un rendement avant impôt d'environ 4 M\$ sur les investissements effectués dans les projets solaires en 2010, 2011 et 2012.

Le tableau suivant présente sommairement les programmes autorisés de la NER d'UNS Electric de 2010 à 2012 :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012 ¹	2011	2010
	(en millions de dollars)		
Investissement dans les projets solaires de la société	5 \$	5 \$	— \$
Rendement sur l'investissement dans les projets solaires de la société	1	—	—
Budget du programme ¹	8	8	9

¹⁾ UNS Electric a atteint la cible de 3,5 % du programme d'énergie renouvelable de 2012.

UNS Electric investira jusqu'à 5 M\$ par année dans les actifs renouvelables de la société (entre 2013 et 2014) sous réserve d'un examen prudent annuel et de l'approbation de l'ACC. UNS Electric recouvrera les coûts connexes d'exploitation, la dotation à l'amortissement et les impôts fonciers en vertu du programme de la NER jusqu'au dépôt de la prochaine demande de révision de tarifs et à l'incorporation des actifs dans les tarifs de base.

En janvier 2013, l'ACC a approuvé le plan de mise en œuvre de la NER d'UNS Electric de 2013. UNS Electric recouvrera environ 7 M\$ auprès des clients de détail au cours de 2013, dont une partie à titre de recouvrement des frais d'exploitation et l'autre, à titre de rendement sur l'investissement d'UNS Electric dans les projets solaires de la société.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

TEP et UNS Electric ont conclu de nombreux contrats d'achat d'électricité à long terme approuvés par l'ACC avec des entreprises qui construisent des centrales de production d'énergie renouvelable. TEP et UNS Electric sont tenues d'acheter la totalité de la production de chaque centrale sur une période de 20 ans. Les deux sociétés de services publics sont autorisées à recouvrer une partie des coûts relatifs à l'énergie renouvelable au moyen de la CAAEC, et une autre partie au moyen du tarif de la NER.

Normes en matière d'efficacité énergétique

En 2010, l'ACC a approuvé de nouvelles NEEE, lesquelles visent à obliger TEP et UNS Electric à mettre en œuvre des programmes rentables de GAD, en vigueur en 2011. En 2011, les NEEE visaient des économies totales en kWh de détail de 1,25 % des ventes de 2010, augmentant à 22 % d'ici 2020, et prévoyaient des suppléments de facturation au titre de la GAD pour recouvrer les coûts de la mise en œuvre des programmes de la GAD.

En mai 2012, TEP a présenté à l'ACC une modification de son plan de mise en œuvre des normes en matière d'efficacité énergétique pour 2011-2012, laquelle comprenait une requête visant une prime liée au rendement pour 2012 d'environ 3 M\$ à 4 M\$ et le recouvrement de cette prime sur la période du 1^{er} octobre 2012 au 31 décembre 2012. En août 2012, un juge administratif a délivré une opinion et une ordonnance recommandée. TEP n'a comptabilisé aucun produit lié à la prime de rendement proposée en 2012. Une entente de règlement proposée dans le cadre de la demande de révision des tarifs en cours de TEP comprend un nouveau mécanisme visant le recouvrement des coûts engagés pour la mise en œuvre des programmes de GAD. Cette entente requiert l'approbation de l'ACC avant son entrée en vigueur.

L'ACC a approuvé de nouvelles NEEG selon lesquelles UNS Gas est tenue de mettre en œuvre des programmes rentables de GAD pour réduire de 701 113 unités thermiques le total des ventes au détail d'unités thermiques en 2011, soit 0,5 % des ventes de 2010, et de 1 679 890 unités thermiques en 2012, soit 1,2 % des ventes de 2011. Les économies ciblées augmentent annuellement dans les années subséquentes jusqu'à ce qu'elles atteignent une réduction annuelle cumulative de 6 % des ventes au détail d'unités thermiques d'ici 2010.

En 2011, UNS Gas a présenté son plan de mise en œuvre des NEEG de 2011-2012 et l'a ultérieurement modifié en septembre 2011 pour demander une dispense à l'égard de ces normes. En 2012, UNS Gas a déposé une demande de modification de son plan pour inclure son plan en matière d'efficacité énergétique gazier de 2013 et pour modifier sa demande de dispense à l'égard des NEEG. Nous ne pouvons prévoir quand l'ACC rendra sa décision à l'égard du plan en matière d'efficacité énergétique gazier ou à l'égard des demandes ultérieures.

En janvier 2012, l'ACC a accordé à UNS Electric une dispense de conformité aux NEEE de 2011 et 2012.

En juin 2012, UNS Electric a présenté à l'ACC son plan de mise en œuvre en matière d'efficacité énergétique de 2013, lequel comprenait une demande de prime de rendement d'environ 1 M\$ pour 2013. UNS Electric a demandé une dispense de conformité aux NEEE de 2013. UNS Electric n'est pas en mesure de prévoir quand l'ACC rendra une décision définitive à cet égard.

Mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables

En mai 2012, l'ACC a autorisé UNS Gas à utiliser un mécanisme de recouvrement des pertes de ventes d'unités thermiques découlant des programmes de mise en œuvre des NEEG. Le mécanisme de RCFI permet à UNS Gas de recouvrer les coûts connexes non liés à l'achat d'énergie qui seraient irrécupérables en raison de la perte de ventes d'unités thermiques découlant de la mise en œuvre des NEEG. UNS Gas a comptabilisé moins de 0,1 M\$ de produits en vertu du RCFI en 2012.

Crédits d'énergie renouvelable

UNS Electric comptait des crédits d'énergie renouvelable (CER) de 2 M\$ le 31 décembre 2012 et de 1 M\$ le 31 décembre 2011, lesquels étaient comptabilisés au bilan dans les autres actifs. TEP n'avait pas de solde de CER à la fin des périodes présentées, en raison du retrait de tous les CER conformément à la norme NER.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Actifs et passifs réglementaires

Les tableaux suivants présentent les actifs et passifs réglementaires :

	31 décembre 2012			
	TEP	UNS Gas	UNS Electric	UNS Energy
	(en millions de dollars)			
Actifs réglementaires — à court terme				
Reports de l'impôt foncier ¹	18 \$	— \$	— \$	18 \$
Instruments dérivés (notes 11 et 16)	2	3	6	11
CAAEC ³	7	—	8	15
GAD ³	5	—	—	5
Autres actifs réglementaires à court terme ⁴	2	1	—	3
Total des actifs réglementaires — à court terme	34	4	14	52
Actifs réglementaires — à long terme				
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 9)	130	4	5	139
Impôt sur les bénéfices recouvrable à partir des produits futurs ⁵	8	—	2	10
CAAEC – Coûts finaux liés à la remise en état de la mine et au régime des soins de santé pour les retraités ⁶	22	—	—	22
Ligne de transport entre Tucson et Nogales ⁷	5	—	—	5
Autres actifs réglementaires ⁴	13	1	1	15
Total des actifs réglementaires — à long terme	178	5	8	191
Passifs réglementaires — à court terme				
FAAG ⁸	—	(17)	—	(17)
NER ⁸	(19)	—	(4)	(23)
Autres passifs réglementaires à court terme	(2)	(1)	(1)	(4)
Total des passifs réglementaires — à court terme	(21)	(18)	(5)	(44)
Passifs réglementaires — à long terme				
Coût d'enlèvement pour les mises hors service temporaires, montant net ⁹	(231)	(25)	(11)	(267)
Impôt sur les bénéfices à payer au moyen des tarifs futurs	(5)	(1)	—	(6)
Crédits d'impôt à l'investissement reportés ¹⁰	(5)	—	—	(5)
Autres passifs réglementaires	—	—	(1)	(1)
Total des passifs réglementaires — à long terme	(241)	(26)	(12)	(279)
Total des actifs (passifs) réglementaires, montant net	(50) \$	(35) \$	5 \$	(80) \$

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

	31 décembre 2011			
	TEP	UNS Gas	UNS Electric	UNS Energy
	(en millions de dollars)			
Actifs réglementaires — à court terme				
Reports de l'impôt foncier ¹	16 \$	— \$	— \$	16 \$
Instruments dérivés (notes 11 et 16)	7	7	10	24
Coûts liés à la déréglementation ²	3	—	—	3
CAAEC ³	34	—	7	41
GAD ³	8	—	1	9
Autres actifs réglementaires à court terme ⁴	4	—	—	4
Total des actifs réglementaires — à court terme	72	7	18	97
Actifs réglementaires — à long terme				
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 9)	107	3	4	114
Impôt sur les bénéfices recouvrable à partir des produits futurs ⁵	10	—	2	12
CAAEC ³	6	—	—	6
CAAEC – Coûts finaux liés à la remise en état de la mine et au régime des soins de santé pour les retraités ⁶	20	—	—	20
Instruments dérivés (notes 11 et 16)	2	2	3	7
Autres actifs réglementaires ⁴	12	1	1	14
Total des actifs réglementaires — à long terme	157	6	10	173
Passifs réglementaires — à court terme				
FAAG ⁸	—	(15)	—	(15)
NER ⁸	(22)	—	(3)	(25)
Autres passifs réglementaires à court terme	(2)	—	—	(2)
Total des passifs réglementaires — à court terme	(24)	(15)	(3)	(42)
Passifs réglementaires — à long terme				
Coûts d'enlèvement pour les mises hors service temporaires, montant net ⁹	(198)	(23)	(10)	(231)
Autres passifs réglementaires	(3)	(1)	—	(4)
Total des passifs réglementaires — à long terme	(201)	(24)	(10)	(235)
Total des actifs (passifs) réglementaires, montant net	4 \$	(26) \$	15 \$	(7) \$

Les actifs réglementaires sont recouverts dans les tarifs de détail ou devraient être recouverts dans les tarifs de détail d'une période future. Dans les notes suivantes, nous décrivons les actifs réglementaires et indiquons quand nous dégageons un rendement :

- 1) L'impôt foncier est recouvert sur une période approximative de six mois, au fur et à mesure que les coûts sont payés, au lieu d'être recouvert au fur et à mesure que les coûts sont comptabilisés.
- 2) Les coûts liés à la déréglementation représentent les charges que TEP a engagées pour se conformer aux diverses ordonnances de déréglementation de l'ACC, selon l'autorisation de l'ACC. TEP a dégagé un rendement sur cet actif et recouvert ces coûts dans les tarifs de détail sur une période de quatre ans terminée en novembre 2012.
- 3) Se reporter à la description des mécanismes de recouvrement des coûts présentée précédemment.
- 4) Les autres actifs de TEP comprennent une perte non amortie sur la dette rachetée (recouvrement jusqu'en 2032), un amendement au contrat sur le charbon (recouvrement jusqu'en 2017) et d'autres actifs (recouvrement jusqu'en 2014). Les autres actifs d'UNS Gas comprennent les coûts de demande de révision de tarifs (recouvrement sur 3 ans) et les coûts du programme d'aide aux personnes à faible revenu.
- 5) L'impôt sur les bénéfices recouvrable à partir des produits futurs est amorti sur la durée d'utilité des actifs.
- 6) Les coûts finaux liés à la remise en état de la mine et au régime des soins de santé des retraités sont liés aux installations détenues conjointement par TEP à la centrale de San Juan, à la centrale de Four Corners et à la centrale de Navajo. TEP doit comptabiliser la valeur actualisée de son passif lié aux obligations finales au titre de la remise en état de la mine et du régime des soins de santé des retraités. TEP a comptabilisé un actif réglementaire parce qu'elle est autorisée à recouvrer l'intégralité de ces coûts au moyen de la CAAEC lorsque les coûts sont facturés par les mineurs. TEP prévoit recouvrer ces coûts sur la durée d'utilité résiduelle des mines, laquelle est estimée entre 14 et 20 ans.
- 7) L'actif réglementaire de la ligne de transport entre Tucson et Nogales ne dégage pas de rendement. TEP et UNS Electric demanderont à la FERC le recouvrement des coûts prudents engagés pour la construction d'une ligne de transport à haute tension, que nous prévoyons abandonner. Voir la note 4.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Les passifs réglementaires représentent les éléments que nous prévoyons soit rembourser aux clients au moyen de réductions de factures dans les périodes futures, soit utiliser aux fins auxquels ils avaient été perçus auprès des clients, comme il est décrit ci-après :

- 8) Se reporter à la description des mécanismes de recouvrement des coûts présentée précédemment.
- 9) Le montant net des coûts d'enlèvement pour les mises hors service temporaires représente une estimation du coût des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations futures, déduction faite de la valeur de récupération. Ce montant, recouvré dans les produits à l'égard du montant net des coûts d'enlèvement, pour les mises hors service temporaires, le transport, la distribution, les frais généraux et les actifs incorporels, n'a pas encore été engagé. TEP et UNS Electric ont également recouvré des montants à l'égard des centrales qu'elles n'ont pas encore engagés.
- 10) Les crédits d'impôt à l'investissement reportés sont liés aux crédits d'énergie fédéraux produits en 2012, et sont reportés dans le poste Passifs réglementaires – à long terme et amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent aux fins de l'impôt.

Incidence de l'application de la comptabilisation propre aux activités réglementées sur l'état des résultats

La comptabilisation propre aux activités réglementées a eu les incidences suivantes sur le bénéfice net de TEP :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en millions de dollars)		
TEP			
Produits d'exploitation			
Amortissement des produits fixes de CTML à être remboursés	— \$	36 \$	10 \$
Charges d'exploitation			
Amortissement des immobilisations corporelles (lié au montant net des coûts d'enlèvement pour les mises hors service temporaires)	(33)	(29)	(30)
(Amortissement des immobilisations incorporelles)/Report des coûts de la CAAEC	(31)	6	22
Autres	(7)	—	(8)
Produits/charges non liés à l'exploitation			
Dette à long terme (amortissement de la perte liée aux coûts de la dette rachetée)	1	1	1
PFUPC – capitaux propres	3	4	4
Impôts sur les bénéfices – report	(3)	(8)	1
Contrebalancé par l'incidence fiscale sur les ajustements précédents	26	(4)	—
(Diminution)/Augmentation du bénéfice net	<u>(44) \$</u>	<u>6 \$</u>	<u>— \$</u>

Si UNS Gas et UNS Electric n'avaient pas appliqué la comptabilisation propre aux activités réglementées, elles auraient chacune comptabilisé la différence entre les coûts d'achat d'énergie réels et prévus, et les gains ou pertes non réalisés sur les dérivés sur les marchandises comme une variation des charges à l'état des résultats, et non comme une variation des soldes réglementaires. La comptabilisation propre aux activités réglementées a eu les incidences suivantes sur le bénéfice net d'UNS Gas et d'UNS Electric :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en millions de dollars)		
UNS Gas			
(Diminution)/Augmentation du bénéfice net – montant net	(6) \$	(5) \$	(1) \$
UNS Electric			
(Diminution)/Augmentation du bénéfice net – montant net	(7)	3	(7)

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Incidences futures découlant de l'abandon des méthodes comptables propres aux activités réglementées

Nous évaluons régulièrement si les méthodes comptables propres aux activités réglementées conviennent toujours à nos activités réglementées, et nous avons conclu qu'elles conviennent toujours. Si nous devions cesser d'utiliser les méthodes comptables propres aux activités réglementées à l'égard de nos activités réglementées, voici ce qui se produirait :

- Les actifs réglementaires des régimes de retraite seraient reflétés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.
- Nous radierions le solde des actifs réglementaires au moyen d'une charge et les passifs réglementaires au moyen d'un produit à l'état des résultats.
- Au 31 décembre 2012, selon les soldes des actifs réglementaires, déduction faite des passifs réglementaires :
 - TEP aurait comptabilisé un gain extraordinaire après impôts de 48 M\$ et une perte après impôts de 78 M\$ dans le cumul des autres éléments du résultat étendu;
 - UNS Gas aurait comptabilisé une perte extraordinaire après impôts de 19 M\$ et une perte après impôts de 3 M\$ dans le cumul des autres éléments du résultat étendu;
 - UNS Electric aurait comptabilisé un gain extraordinaire après impôts de 6 M\$ et une perte après impôts de 3 M\$ dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Même si les ordonnances réglementaires et les conditions du marché futures pouvaient avoir une incidence sur les flux de trésorerie, nos flux de trésorerie ne seraient pas touchés si nous cessions d'utiliser les méthodes comptables propres aux activités réglementées à l'égard de nos activités réglementées.

NOTE 3. INFORMATION SECTORIELLE ET CONNEXE

Nous avons trois secteurs isolables, établis en fonction de l'organisation de nos activités et de notre évaluation de la performance :

- 1) TEP, entreprise de services publics d'électricité réglementée, est notre plus importante filiale.
- 2) UNS Gas est une entreprise de services publics de distribution de gaz naturel réglementée.
- 3) UNS Electric est une entreprise de services publics d'électricité réglementée.

Les résultats des sociétés de portefeuille UNS Energy et UES, de Millennium et de UED sont inclus dans la colonne Autres des tableaux ci-après.

Les tableaux suivants présentent les principales données financières de nos secteurs isolables :

	Secteurs isolables				Ajustements de rapprochement	UNS Energy
	TEP	UNS Gas	UNS Electric	Autres		
	(en millions de dollars)					
2012						
<u>État des résultats</u>						
Produits d'exploitation – externes	1 145 \$	129 \$	189 \$	— \$	(1) \$	1 462 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels	17	4	1	18	(40)	—
Amortissement	150	9	18	—	—	177
Intérêts créditeurs	—	—	—	1	—	1
Intérêts débiteurs	88	6	8	3	—	105
Charge d'impôts sur les bénéfices	39	6	11	—	—	56
Bénéfice net	65	9	17	—	—	91
<u>État des flux de trésorerie</u>						
Dépenses en immobilisations	(253)	(16)	(38)	—	—	(307)
<u>Bilan</u>						
Total de l'actif	3 461	310	370	1 121	(1 122)	4 140

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

	Secteurs isolables				Ajustements de rapprochement	UNS Energy
	TEP	UNS Gas	UNS Electric	Autres		
	(en millions de dollars)					
2011						
État des résultats						
Produits d'exploitation – externes ¹	1 141 \$	149 \$	188 \$	— \$	1 \$	1 479 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels	15	2	2	23	(42)	—
Amortissement	140	8	17	1	(1)	165
Intérêts créditeurs	4	—	—	1	—	5
Intérêts débiteurs	89	7	7	9	—	112
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	52	7	11	(1)	(2)	67
Bénéfice net	85	10	18	—	(3)	110
État des flux de trésorerie						
Dépenses en immobilisations	(352)	(13)	(96)	(34)	121	(374)
Bilan						
Total de l'actif	3 278	320	370	1 172	(1 151)	3 989
2010						
État des résultats						
Produits d'exploitation – externes ¹	1 096 \$	144 \$	185 \$	— \$	1 \$	1 426 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels	29	6	2	28	(65)	—
Amortissement	132	8	16	2	(2)	156
Intérêts créditeurs	7	—	—	1	—	8
Intérêts débiteurs	88	7	7	9	—	111
Perte nette liée aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	—	(6)	—	(6)
Charge d'impôts sur les bénéfices	60	6	10	4	(3)	77
Bénéfice net (perte nette)	108	9	15	(14)	(5)	113
État des flux de trésorerie						
Dépenses en immobilisations	(277)	(12)	(24)	(18)	—	(331)

¹⁾ Les montants présentés antérieurement ont été retraités.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Les ajustements de rapprochement comprennent l'élimination des produits intersectoriels découlant des opérations suivantes, éliminées au moment de la consolidation :

	Secteurs isolables			
	TEP	UNS Gas	UNS Electric	Autres
<u>Produits intersectoriels</u>	(en millions de dollars)			
2012 :				
Ventes de gros – TEP à UNS Electric ¹	2	—	—	—
Ventes de gros – UNS Electric à TEP ¹	—	—	1	—
Ventes de gros – UNS Gas à TEP ²	—	1	—	—
Produits gaziers – UNS Gas à UNS Electric	—	3	—	—
Autres produits – TEP à des sociétés affiliées ³	12	—	—	—
Autres produits – Millennium à TEP, UNS Electric et UNS Gas ⁴	—	—	—	18
Autres produits – TEP à UNS Electric ⁵	3	—	—	—
Total des produits intersectoriels	<u>17</u>	<u>4</u>	<u>1</u>	<u>18</u>
2011 :				
Ventes de gros – TEP à UNS Electric ¹	2	—	—	—
Ventes de gros – UNS Electric à TEP ¹	—	—	2	—
Ventes de gros – UED à UNS Electric	—	—	—	5
Produits gaziers – UNS Gas à UNS Electric	—	2	—	—
Autres produits – TEP à des sociétés affiliées ³	10	—	—	—
Autres produits – Millennium à TEP, UNS Electric et UNS Gas ⁴	—	—	—	18
Autres produits – TEP à UNS Electric ⁵	3	—	—	—
Total des produits intersectoriels	<u>15</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>23</u>
2010 :				
Ventes de gros – TEP à UNS Electric ¹	18	—	—	—
Ventes de gros – UNS Electric à TEP ¹	—	—	2	—
Ventes de gros – UED à UNS Electric	—	—	—	11
Ventes de gros – UNS Gas à TEP ²	—	1	—	—
Produits gaziers – UNS Gas à UNS Electric	—	5	—	—
Autres produits – TEP à des sociétés affiliées ³	8	—	—	—
Autres produits – Millennium à TEP, UNS Electric et UNS Gas ⁴	—	—	—	17
Autres produits – TEP à UNS Electric ⁵	3	—	—	—
Total des produits intersectoriels	<u>29</u>	<u>6</u>	<u>2</u>	<u>28</u>

¹⁾ TEP et UNS Electric se vendent mutuellement de l'électricité, au prix du marché pour un tiers.

²⁾ UNS Gas fournit du gaz naturel à TEP pour la production d'électricité, au prix du marché pour un tiers.

³⁾ Les coûts communs (systèmes, installations, etc.) sont répartis sur une base de coût causal et sont comptabilisés à titre de produits par TEP. La direction est d'avis que cette méthode de répartition est raisonnable.

⁴⁾ Millennium fournit de la main-d'œuvre supplémentaire et des services de lecture de compteurs à TEP, UNS Gas et UNS Electric. Les montants sont fondés sur le coût des services rendus et la direction estime que les charges pour ces services sont raisonnables. TEP a engagé des charges de 17 M\$ en 2012 et 2011 et de 16 M\$ en 2010 à l'égard de ces services fournis par Millennium.

⁵⁾ UNS Electric a engagé des charges à l'égard de services fournis par TEP dans la zone de contrôle selon le tarif approuvé par la FERC.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

TEP fournit tous les services généraux (services financiers, de comptabilité, de fiscalité, de technologies de l'information, etc.) à des sociétés affiliées d'UNS Energy. Les coûts sont directement assignés à l'entité bénéficiant des services. Les coûts directs facturés à des sociétés affiliées par TEP se sont élevés à 10 M\$ en 2012, 2011 et 2010.

UNS Energy engage des charges générales qui sont réparties entre TEP et ses autres filiales, selon la moyenne pondérée de trois facteurs : les actifs, la masse salariale et les produits. La direction est d'avis que cette méthode de répartition est raisonnable et qu'elle se rapproche des frais que TEP aurait engagés à titre d'entité autonome. Les charges réparties à TEP se sont élevées à 2 M\$ en 2012 et 2011, et à 3 M\$ en 2010.

Autres

Les autres ajustements de rapprochement importants comprennent l'élimination des participations dans les filiales détenues par UNS Energy et le reclassement d'actifs et des passifs d'impôt futur.

NOTE 4. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

ENGAGEMENTS DE TEP

Engagements d'achat fermes

Au 31 décembre 2012, TEP avait pris les engagements suivants à l'égard d'achats fermes non résiliables (obligations d'achat minimum) et de contrats de location-exploitation :

	Engagements d'achat						
	2013	2014	2015	2016	2017	Par la suite	Total
	(en millions de dollars)						
Combustible (y compris le transport)	65 \$	65 \$	50 \$	47 \$	39 \$	60 \$	326 \$
Achats d'électricité	50	41	29	28	28	386	562
Primes fondées sur le rendement en vertu de la NER	4	4	4	4	4	42	62
Équipement solaire	12	—	—	—	—	—	12
Transport	3	3	3	3	3	22	37
Contrats de location-exploitation	2	2	2	1	1	10	18
Contrat de service	2	2	—	—	—	—	4
Total des engagements fermes non constatés	138 \$	117 \$	88 \$	83 \$	75 \$	520 \$	1 021 \$

Contrats liés au combustible, à l'achat d'électricité et au transport

TEP est partie à des contrats à long terme visant l'achat et la livraison de charbon venant à échéance à diverses dates jusqu'en 2020. Les montants versés en vertu de ces contrats dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains de ces contrats comprennent une clause d'ajustement de prix qui aura une incidence sur le coût futur. TEP s'attend à verser davantage que les obligations d'achat minimum pour satisfaire ses besoins en matière de combustible.

TEP détient des contrats auprès d'entreprises de services publics et d'autres fournisseurs d'énergie visant l'achat d'électricité afin de satisfaire ses besoins en charge de réseau et d'énergie, de remplacer la production provenant des unités en panne ou en réparation de la société et de respecter les obligations liées aux réserves d'exploitation. En règle générale, ces contrats prévoient des paiements liés à la capacité et à l'énergie fondés sur la quantité réelle d'électricité livrée en vertu des contrats. Ces contrats viennent à échéance à diverses dates entre 2013 et 2015. Certains d'entre eux sont à prix fixe par MW, alors que d'autres sont indexés aux prix du gaz naturel. Les montants présentés dans le tableau des engagements ci-dessus sont fondés sur les prix du marché projetés au 31 décembre 2012.

En outre, les achats d'électricité comprennent six contrats d'achat d'électricité (CAE) de 20 ans auprès de centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale en 2011 et 2012. TEP est tenue d'acheter la totalité de la production de ces centrales. Elle est partie à d'autres CAE renouvelables à long terme pour respecter les exigences de la NER; toutefois, elle n'est pas tenue d'acheter de l'électricité en vertu de ces contrats tant que les centrales ne sont pas mises en service.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Les coûts liés au combustible, à l'achat d'électricité et au transport sont recouvrables auprès de la clientèle, au moyen de la CAAEC. Une partie des coûts relatifs à l'énergie renouvelable est recouvrable au moyen de la CAAEC, et le solde de ces coûts est recouvrable au moyen du tarif de la NER. Voir la note 2.

Primes fondées sur le rendement en vertu de la NER

TEP a conclu des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable visant l'achat d'attributs environnementaux auprès de clients de détail possédant des installations solaires. Les paiements liés à ces crédits constituent des primes fondées sur la performance et sont versés à des intervalles convenus par contrat (habituellement tous les trimestres) selon la quantité d'énergie renouvelable produite mesurée. Les primes fondées sur la performance sont recouvrables au moyen du tarif de la NER. Voir la note 2.

Équipement solaire

TEP s'est engagée à acheter 9 MW d'équipement photovoltaïque d'ici décembre 2013, et elle a dépensé 11 M\$ en 2012 et 10 M\$ en 2011 en vertu de ce contrat. L'ACC a approuvé cet achat fait dans le cadre du plan de mise en œuvre de la NER de TEP. TEP réalise un rendement sur l'investissement dans des projets solaires détenus par la société. Voir la note 2.

Contrats de location-exploitation

La charge totale liée aux contrats de location-exploitation de TEP est engagée à l'égard de contrats visant les voitures sur rail, les bureaux et le matériel informatique, assortis de modalités et dates d'échéance diverses. Cette charge a totalisé 2 M\$ en 2012, 2011 et 2010.

Contrat de service

En février 2012, TEP a conclu un contrat à long terme pour des services de technologie de l'information. Elle est tenue de payer 2 M\$ par année jusqu'en décembre 2014.

ENGAGEMENTS D'UNS GAS ET D'UNS ELECTRIC

Au 31 décembre 2012, UNS Gas avait pris des engagements fermes non résiliables liés à l'achat de combustible, y compris le transport, tel qu'il est présenté dans le tableau ci-dessous :

	Engagements d'achat					Par la suite	Total
	2013	2014	2015	2016	2017		
	(en millions de dollars)						
Total des engagements fermes non constatés – Combustible	26 \$	13 \$	8 \$	6 \$	4 \$	17 \$	74 \$

UNS Gas achète du gaz naturel au prix du marché auprès de divers fournisseurs. Néanmoins, le risque de perte d'UNS Gas découlant de la hausse des coûts (par suite de fluctuations du prix de marché du combustible) est atténué par le recours au FAAG, qui prévoit la refacturation du coût réel des marchandises aux clients. Les contrats à terme d'achat de gaz d'UNS Gas viennent à échéance jusqu'en 2015. Certains d'entre eux sont à prix fixe par million de BTU (MBTU), alors que d'autres sont indexés au prix du gaz naturel. Les montants présentés dans le tableau des engagements ci-dessus sont fondés sur les prix du marché au 31 décembre 2012. UNS Gas est partie à des contrats de transport visant des quantités suffisantes pour satisfaire ses besoins en charge, qui viennent à échéance à diverses dates entre 2013 et 2024.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Au 31 décembre 2012, UNS Electric avait pris des engagements d'achat fermes non résiliables, qui sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	Engagements d'achat					Par la suite	Total
	2013	2014	2015	2016	2017		
	(en millions de dollars)						
Achats d'électricité	55 \$	50 \$	14 \$	6 \$	5 \$	80 \$	210 \$
Transport	4	2	2	1	—	—	9
Total des engagements fermes non constatés	59 \$	52 \$	16 \$	7 \$	5 \$	80 \$	219 \$

UNS Electric conclut des contrats d'achat d'électricité au prix du marché avec divers fournisseurs afin de répondre à ses besoins en énergie. En règle générale, ces contrats prévoient des paiements liés à la capacité et à l'énergie fondés sur la quantité d'électricité réelle livrée. Ces contrats viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2015. Certains d'entre eux sont à prix fixe par MW, alors que les autres sont indexés au prix du gaz naturel. Les montants présentés dans le tableau des engagements ci-dessus sont fondés sur les prix du marché au 31 décembre 2012. Les engagements d'achat d'électricité comprennent en outre deux CAE de 20 ans auprès de centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale en 2011 et 2012. UNS Electric est tenue d'acheter la totalité de la production de ces centrales.

UNS Electric importe l'électricité qu'elle achète grâce aux lignes de transport de la Western Area Power Administration (WAPA). Les contrats relatifs à la capacité de transport entre UNS Electric et la WAPA prévoient un ajustement annuel des tarifs et viennent à échéance en 2013 et 2016. Toutefois, l'incidence des ajustements du coût de l'achat d'électricité et du transport est atténuée par la CAAEC d'UNS Electric.

UNS Gas et UNS Electric sont parties à des contrats de location-exploitation visant principalement les bureaux et le matériel informatique, assortis de dates d'échéance diverses. La charge s'est élevée à moins de 1 M\$ en 2012, 2011 et 2010. Les paiements minimums futurs estimatifs d'UNS Gas et d'UNS Energy aux termes des contrats de location-exploitation non résiliables s'élèvent à moins de 1 M\$ par année de 2013 à 2031.

Primes fondées sur la performance en vertu de la NER

UNS Electric est tenue, en vertu d'un contrat, de verser des primes fondées sur la performance aux clients de détail possédant des installations solaires. L'obligation totale d'UNS Energy découlant de ces primes en vertu de la NER s'élève à environ 6 M\$, les paiements étant requis sur des périodes allant de 10 à 20 ans selon la production d'énergie renouvelable mesurée. Les primes fondées sur la performance sont recouvrables au moyen du tarif de la NER. Voir la note 2.

Projet solaire

En décembre 2012, UNS Electric a conclu une entente visant la construction en deux phases d'une centrale solaire photovoltaïque de 7,182 MW. La première phase donnera lieu à une centrale de 4,2 MW, qui devrait être mise en service en juin 2013 selon UNS Electric. Le reste du projet sera mené à terme en 2014. UNS Electric a investi 5 M\$ dans ce projet en 2012, et le contrat exige des investissements supplémentaires de 4 M\$ en 2013 et de 4 M\$ en 2014. Il s'agit d'un projet approuvé dans le cadre du plan de mise en œuvre de la NER d'UNS Electric. Voir la note 2.

ÉVENTUALITÉS POUR TEP

Interruption à l'unité 3 de la centrale de Springerville

En juillet 2012, l'unité 3 de Springerville a subi une interruption non planifiée. TEP a enregistré une perte avant impôts de 2 M\$ au troisième trimestre de 2012 par suite de cette interruption, n'ayant pas respecté certaines exigences liées à la disponibilité conformément aux modalités de son entente d'exploitation avec Tri-State.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Réclamations associées à la centrale de San Juan

San Juan Coal Company (SJCC) exploite une mine de charbon souterraine dans une région où certains producteurs gaziers détiennent des contrats de location avec le gouvernement fédéral, l'État du Nouveau-Mexique et des parties privées visant l'exploitation du pétrole et du gaz. Ces producteurs gaziers allèguent que la mine de SJCC nuit à leurs activités, réduisant la quantité de gaz naturel qu'ils peuvent extraire. SJCC a versé un dédommagement à certains de ces producteurs à l'égard de toute production restante des puits considérés suffisamment près de la mine pour justifier qu'ils soient bouchés et abandonnés. Ces dédommagements ne règlent cependant pas toutes les réclamations éventuelles pouvant provenir des producteurs gaziers de la région. TEP détient une participation de 50 % dans les unités 1 et 2 de la centrale de San Juan (San Juan), ce qui représente environ 20 % de la capacité de production totale de San Juan, et est responsable de sa quote-part de tout règlement. TEP n'est pas en mesure d'estimer l'incidence de toute réclamation future pouvant provenir des producteurs gaziers sur le coût du charbon à San Juan.

Poursuite associée à la centrale de Four Corners

En octobre 2011, au nom de plusieurs organismes environnementaux, EarthJustice a intenté devant la Cour de district des États-Unis pour le district du Nouveau-Mexique une poursuite contre Arizona Public Service Company (APS) et les autres participants de la centrale de Four Corners (Four Corners), invoquant des violations des dispositions relatives à la prévention de la détérioration importante de la *Clean Air Act* à Four Corners. En janvier 2012, EarthJustice a modifié sa poursuite pour invoquer des violations des *New Source Performance Standards* par suite du remplacement d'équipements à la centrale. Les demandeurs réclament entre autres que la Cour rende une ordonnance dans le but de faire cesser les activités à Four Corners jusqu'à ce que les permis requis relativement à la prévention de la détérioration importante soient délivrés, et que soient versées des amendes administratives, dont un projet d'atténuation efficace des impacts. En avril 2012, APS a déposé auprès de la Cour des requêtes en rejet pour toutes les réclamations d'EarthJustice dans le cadre de sa poursuite modifiée. Les parties ont déposé une requête conjointe en suspension des procédures en novembre 2012 en vue de tenter de négocier un règlement.

TEP détient une participation de 7 % dans les unités 4 et 5 de Four Corners, et est responsable de sa quote-part de tout passif qui en découle. TEP ne peut prédire l'issue des réclamations à l'endroit de Four Corners et, en raison de la nature générale des réclamations et de la nature et de la portée indéterminées de la demande d'injonction présentée dans le cadre de cette poursuite, TEP ne peut estimer l'étendue de la fourchette de la perte à l'heure actuelle. TEP a comptabilisé des pertes estimatives de moins de 1 M\$ en 2011 relativement à cette poursuite.

Remise en état relative à la fermeture des mines aux centrales non exploitées par TEP

TEP paye continuellement des coûts de remise en état relativement aux mines de charbon qui fournissent les centrales dans lesquelles elle détient une participation, mais qu'elle n'exploite pas. TEP est responsable d'une partie des coûts de remise en état finale lors de la fermeture des mines desservant la centrale de Navajo (Navajo), San Juan et Four Corners. La quote-part de TEP des coûts de remise en état devrait s'élever à 27 M\$ à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2016 et 2019. Le passif au titre de la remise en état (valeur actuelle des obligations futures) s'élevait à 16 M\$ au 31 décembre 2012 et à 13 M\$ au 31 décembre 2011.

Les montants comptabilisés au titre de la remise en état finale sont fondés sur diverses hypothèses, dont l'estimation des coûts de remise en état, les dates auxquelles la remise en état finale aura lieu et le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé pour actualiser les obligations futures. Au fur et à mesure que ces hypothèses changeront, TEP ajustera prospectivement les charges relatives à la remise en état finale sur la durée résiduelle des contrats d'approvisionnement en charbon. TEP ne croit pas que la comptabilisation de ses obligations en matière de remise en état finale aura une incidence importante sur elle au cours de toute année donnée, car la comptabilisation aura lieu pendant la durée résiduelle de ses contrats d'approvisionnement en charbon.

La CAAEC de TEP permet de refacturer aux clients la majorité des coûts du combustible (y compris les coûts de remise en état finale). Par conséquent, TEP classe ces coûts à titre d'actif réglementaire en augmentant cet actif et l'obligation au titre de la remise en état sur la durée résiduelle des contrats d'approvisionnement en charbon selon la méthode de la comptabilité d'exercice, et en recouvrant l'actif réglementaire au moyen de la CAAEC lorsque les coûts de remise en état sont payés aux fournisseurs de charbon.

En juin 2012, les participants de San Juan ont conclu une convention de fiducie de remise en état, qui exige que chaque participant établisse et finance une fiducie selon la quote-part du participant dans les coûts de remise en état finale estimés. La fiducie doit demeurer en vigueur jusqu'à l'achèvement des activités de remise en état de la mine, prévu actuellement pour 2050. TEP a établi et financé sa fiducie avec un montant de 1 M\$ en 2012. TEP s'attend à déposer dans cette fiducie un montant cumulatif d'environ 1 M\$ au cours des cinq prochaines années.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Ligne de transport entre Tucson et Nogales

TEP et UNS Electric sont parties à un accord d'aménagement de projet visant la construction conjointe d'une ligne de transport de 60 milles entre Tucson et Nogales, en Arizona. Ce projet a été entrepris en réponse à une demande de l'ACC à l'endroit d'UNS Electric d'améliorer la fiabilité du service de livraison d'électricité à Nogales. TEP a antérieurement capitalisé 11 M\$ au bilan relativement au projet, dont 2 M\$ afin d'obtenir les terrains et les droits fonciers. UNS Electric a quant à elle capitalisé 0,4 M\$ au bilan relativement au projet.

TEP et UNS Electric croient abandonner le projet en raison du coût de la ligne de 345 kV proposée, de la difficulté à s'entendre avec le service des forêts sur le tracé de la ligne et de l'acceptation par l'ACC des plans de transport récents déposés par TEP et UNS Electric appuyant l'élimination de ce projet. Dans ses demandes de révision de tarifs en cours d'approbation par l'ACC, TEP a présenté une proposition d'accord de règlement dans laquelle elle accepte de tenter de recouvrer les coûts du projet auprès de la FERC avant de tenter de les recouvrer auprès de l'ACC. Au cours du quatrième trimestre de 2012, TEP et UNS Electric ont radié une partie des coûts capitalisés dont le recouvrement était jugé improbable et ont comptabilisé un actif réglementaire à l'égard du solde dont le recouvrement était jugé probable. TEP et UNS Electric estiment qu'il est probable qu'elles recouvrent respectivement au moins 5 M\$ et 0,2 M\$ des coûts engagés jusqu'en 2012.

DÉNOUEMENT D'ÉVENTUALITÉS

En avril 2010, Sierra Club a intenté devant la Cour de district des États-Unis pour le district du Nouveau-Mexique un recours collectif en vertu de la *Resource Conservation and Recovery Act* (RCRA) et de la *Surface Mine Control and Reclamation Act* (SMCRA) contre Public Service Company of New Mexico (PNM), à titre d'exploitant de San Juan, SJCC et les sociétés mères respectives de PNM et de SJCC. La poursuite alléguait que certaines activités à San Juan et à la mine de San Juan associées au traitement, à l'entreposage et à l'élimination du charbon et des résidus découlant de la combustion du charbon ont enfreint la RCRA et la SMCRA. La poursuite demandait une injonction portant sur l'emplacement des résidus découlant de la combustion du charbon à la mine et l'imposition d'amendes administratives, et réclamait des frais et honoraires d'avocats. En mars 2012, les parties sont parvenues à une entente, qui a été approuvée par la Cour.

TEP est responsable de sa quote-part du règlement des poursuites contre San Juan. Elle a comptabilisé moins de 1 M\$ pour sa quote-part des coûts de financement des projets environnementaux et pour les honoraires des avocats et des experts de Sierra Club aux termes de l'entente, la presque totalité ayant été comptabilisée en 2011. En outre, TEP a versé 1 M\$ pour sa quote-part des coûts de construction d'un nouveau système de récupération des eaux souterraines aux abords de San Juan et d'autres projets environnementaux aux termes de l'entente.

Feu à la mine de San Juan

En septembre 2011, un feu dans la mine souterraine qui fournit du charbon à San Juan a occasionné l'arrêt des activités minières. La mine a repris la production en juin 2012. Le feu n'a pas eu une incidence importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie de TEP, en raison de l'utilisation de stocks disponibles provenant d'extractions précédentes et du faible prix de gros de l'électricité pendant l'arrêt. TEP est en attente de l'issue du règlement d'assurance entre l'exploitant de la mine et sa compagnie d'assurance.

QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

Réglementation environnementale

L'Agence de protection de l'environnement (EPA) des États-Unis limite la quantité de dioxyde de soufre (SO₂), d'oxyde d'azote (NO_x), de matières particulaires, de mercure et d'autres émissions rejetés dans l'atmosphère par les centrales électriques. TEP a capitalisé au bilan des coûts de construction de 2 M\$ en 2012, de 8 M\$ en 2011 et de 18 M\$ en 2010 afin de respecter les exigences environnementales, y compris la quote-part de TEP dans le nouvel équipement de contrôle de la pollution installé à San Juan. TEP s'attend à capitaliser au bilan des coûts de conformité environnementale de 10 M\$ en 2013 et de 27 M\$ en 2014. En outre, elle a comptabilisé des charges d'exploitation et d'entretien de 15 M\$ en 2012, de 12 M\$ en 2011 et de 14 M\$ en 2010 relativement à la conformité environnementale. TEP s'attend à ce que ces charges s'élèvent à 16 M\$ en 2013.

TEP pourrait engager des coûts additionnels afin de se conformer aux modifications futures des lois fédérale et étatiques en matière d'environnement, de règlements et d'exigences en matière de permis. Le fait de se conformer à ces modifications pourrait réduire l'efficacité opérationnelle. TEP estime qu'elle recouvrera le coût de la conformité environnementale auprès des abonnés.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Exigences relatives aux polluants atmosphériques dangereux

La *Clean Air Act* exige que l'EPA établisse des normes d'émission pour les polluants atmosphériques dangereux compte tenu des technologies de contrôle raisonnablement disponibles. En février 2012, l'EPA a publié les *Mercury and Air Toxics Standards*, qui imposent des limites pour l'émission de mercure et d'autres polluants atmosphériques dangereux par les centrales électriques.

Navajo

Selon les normes définitives de l'EPA, Navajo pourrait avoir besoin d'équipement de contrôle des émissions de mercure et de matières particulaires d'ici 2015. La quote-part de TEP du coût en capital estimatif de cet équipement est de moins de 1 M\$ pour le contrôle du mercure, et d'environ 43 M\$ si des installations de dépoussiérage sont nécessaires au contrôle des particules. TEP s'attend à ce que sa quote-part des charges d'exploitation annuelles pour le contrôle du mercure et les installations de dépoussiérage s'élève à moins de 1 M\$ chacun. L'exploitant de Navajo procède actuellement à l'analyse du besoin d'installations de dépoussiérage selon divers scénarios réglementaires, ce qui comprend les règlements définitifs relatifs à la meilleure technologie disponible contre la brume sèche.

San Juan

TEP croit que les contrôles d'émission actuels de San Juan satisferont aux normes définitives de l'EPA.

Four Corners

Selon les normes définitives de l'EPA, Four Corners pourrait avoir besoin d'équipement de contrôle des émissions de mercure d'ici 2015. Le coût en capital estimatif de cet équipement est de moins de 1 M\$. TEP s'attend à ce que les charges d'exploitation annuelles pour le contrôle des émissions de mercure s'élèvent à moins de 1 M\$.

Springerville

Selon les normes définitives de l'EPA, Springerville pourrait avoir besoin d'équipement de contrôle des émissions de mercure d'ici 2015. Le coût en capital estimatif de cet équipement pour les unités 1 et 2 de Springerville s'élève à environ 5 M\$. TEP s'attend à ce que les charges d'exploitation annuelles pour le contrôle des émissions de mercure s'élèvent à environ 3 M\$.

Centrale de Sundt

TEP croit que les normes définitives de l'EPA auront peu d'incidence sur les dépenses en immobilisation à la centrale de Sundt (Sundt).

Règlements régionaux contre la brume sèche

Les règlements régionaux contre la brume sèche de l'EPA exigent des contrôles d'émission, soit la meilleure technologie disponible, pour certaines installations industrielles émettant des polluants atmosphériques qui réduisent la visibilité. Les règlements demandent que chaque état établisse des objectifs et des stratégies en matière de réduction des émissions afin d'améliorer la visibilité dans les parcs nationaux et les aires de nature sauvage. Les États doivent soumettre ces objectifs et stratégies à l'EPA pour approbation. Puisque Navajo et Four Corners sont situées sur la réserve indienne de Navajo, elles ne sont pas soumises à la surveillance de l'état. L'EPA surveille la planification en matière de brume sèche pour ces centrales.

Le fait de se conformer aux exigences de l'EPA en matière de meilleure technologie disponible, ainsi qu'à d'autres règlements environnementaux, pourrait rendre impossible la poursuite d'activités rentables aux centrales de Navajo, San Juan et Four Corners, ou le maintien de participations dans ces centrales par des propriétaires individuels. TEP n'est pas en mesure de prédire le dénouement de ces questions.

Navajo

En janvier 2013, l'EPA a proposé d'autres mesures relatives à la meilleure technologie disponible, lesquelles exigeraient l'installation d'un système de réduction catalytique sélective dans les trois unités de Navajo d'ici 2023. Si ce système est ultimement requis à Navajo, TEP estime que sa quote-part du coût en capital s'élèvera à 42 M\$. De plus, l'installation du système à Navajo pourrait augmenter les émissions particulières de la centrale, ce qui pourrait nécessiter la construction d'installations de dépoussiérage. La quote-part de TEP des dépenses en immobilisations pour les installations de dépoussiérage s'élèverait à environ 43 M\$. Sa quote-part des charges d'exploitation annuelles est estimée à moins de 1 M\$ pour chacune des technologies de contrôle (le système de réduction catalytique sélective et les installations de dépoussiérage).

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

San Juan

En août 2011, l'EPA des États-Unis a publié un plan fédéral de mise en œuvre qui fixe de nouvelles limites d'émission de polluants atmosphériques à San Juan. Ces exigences sont beaucoup plus contraignantes que celles proposées par l'État du Nouveau-Mexique. Le plan fédéral de mise en œuvre exige que soit installé dans les cinq prochaines années un système de réduction catalytique sélective doté d'un système d'injection de sorbant dans les quatre unités afin de réduire les émissions d'oxyde d'azote et de contrôler les émissions d'acide sulfurique d'ici septembre 2016. D'après TEP, sa quote-part des charges liées à l'installation du système de réduction catalytique sélective doté d'un système d'injection de sorbant se situerait entre 180 M\$ et 200 M\$. Sa quote-part des charges d'exploitation annuelles du système s'élèverait à environ 6 M\$.

En 2011, PNM a présenté une requête en révision et une requête en suspension du plan fédéral de mise en œuvre auprès de la cour d'appel fédérale américaine, soit la United States Court of Appeals for the Tenth Circuit («Circuit Court»). De plus, PNM a déposé une requête en révision du règlement auprès de l'EPA et une requête en suspension se rapportant à l'efficacité du règlement en attendant la décision relative aux révisions de l'EPA et de la Circuit Court. L'État du Nouveau-Mexique a adressé des requêtes semblables à la Circuit Court et à l'EPA. De nombreux groupes environnementaux ont été autorisés à s'opposer à la requête en révision présentée par PNM auprès de la Circuit Court. En plus, WildEarth Guardians a intenté un recours distinct contre l'EPA pour remettre en question le calendrier de cinq ans du plan fédéral de mise en œuvre. PNM a obtenu l'autorisation de s'opposer à ce recours. En mars 2012, la Circuit Court a rejeté la requête en suspension de PNM et de l'État du Nouveau-Mexique. Les plaidoiries finales ont été entendues en octobre 2012, et les parties attendent la décision de la Circuit Court.

En février 2013, l'État du Nouveau-Mexique a proposé à l'EPA un plan en remplacement du plan fédéral de mise en œuvre. Le plan prévoit la mise hors service des unités 2 et 3 de San Juan d'ici le 31 décembre 2017, le remplacement de ces unités par des centrales alimentées autrement que par du charbon et l'installation d'un système de réduction non catalytique sélective aux unités 1 et 4 de San Juan d'ici janvier 2016. Selon TEP, sa quote-part des charges liées à l'installation d'un système de réduction non catalytique sélective à l'unité 1 de San Juan s'élèverait à 25 M\$.

TEP détient une participation de 50 % dans les unités 1 et 2 de San Juan, ce qui représente une capacité de 340 MW. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable de la participation de TEP dans les unités 1 et 2 de San Juan s'établissait à 217 M\$. Si l'unité 2 est mise hors service plus tôt que prévu, nous prévoyons déposer devant l'ACC une demande visant à recouvrer, sur une période de temps raisonnable, tous les coûts liés à la mise hors service anticipée de l'unité. Nous évaluons d'autres sources d'énergie de remplacement. Toute décision relative à la mise hors service anticipée d'une unité ou à l'utilisation d'autres sources d'énergie exigera l'intervention de tiers ainsi que l'approbation du conseil d'administration d'UNS Energy et des organismes de réglementation.

Si le plan proposé est rejeté par l'EPA, le département de l'environnement du Nouveau-Mexique, les participants de San Juan et d'autres organismes de réglementation, TEP pourrait commencer à engager des dépenses en immobilisation afin d'installer les systèmes de réduction catalytique sélective aux unités 1 et 2 de San Juan en 2013 pour respecter l'échéance du plan fédéral de mise en œuvre. TEP n'est pas en mesure de prédire le dénouement de cette question.

Four Corners

En août 2012, l'EPA a finalisé le plan régional de mise en œuvre visant la brume sèche pour Four Corners. Le plan final exige l'installation d'un système de réduction catalytique sélective dans les cinq unités d'ici 2017. Toutefois, le plan régional de mise en œuvre comprend un autre plan qui permet à APS de fermer ses unités 1, 2 et 3 détenues en propriété exclusive et d'installer un système de réduction catalytique sélective aux unités 4 et 5. Cette option permet de reporter l'installation du système jusqu'en juillet 2018. Dans les deux cas, TEP estime sa quote-part des coûts en capital pour l'installation du système à environ 35 M\$. Sa quote-part des charges d'exploitation annuelles du système s'élèverait à 2 M\$.

Springerville

Les règlements régionaux contre la brume sèche exigeant la modernisation des dispositifs de contrôle des émissions ne s'appliquent pas à Springerville pour le moment et ne devraient avoir aucune incidence sur ses activités jusqu'en 2018.

Sundt

En décembre 2012, l'EPA a publié un projet de règlement sur les dispositions, qui n'avait pas été traité auparavant, dans le cadre du plan régional de mise en œuvre de l'État de l'Arizona relativement aux règlements régionaux contre la brume sèche. L'EPA n'a pas approuvé, entre autres choses, que l'unité 4 de Sundt ne soit pas soumise aux dispositions relatives à la meilleure technologie disponible se rapportant aux règlements régionaux contre la brume sèche, ce qui était contraire au plan de l'Arizona; par conséquent, l'unité est assujettie aux exigences de la meilleure technologie disponible. S'il s'avérait toutefois que l'unité 4 de Sundt était soumise aux dispositions relatives à la meilleure technologie disponible, elle devra réduire certaines émissions dans un délai de cinq ans de la publication du règlement définitif relatif à la meilleure technologie disponible de l'EPA, qui devrait être achevé en octobre 2013. L'EPA devrait proposer des exigences en matière de meilleure technologie disponible pour l'unité 4 de Sundt en mars 2013.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

NOTE 5. CENTRALES ET INSTALLATIONS DÉTENUES CONJOINTEMENT

CENTRALES

Le tableau suivant présente les centrales en service par principales catégories :

	UNS Energy 31 décembre		TEP 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
	(en millions de dollars)			
Centrales en service				
Centrale électrique	1 932 \$	1 879 \$	1 847 \$	1 795 \$
Réseau de transport de la centrale électrique	842	810	796	766
Réseau de distribution de la centrale électrique	1 495	1 453	1 271	1 234
Réseau de distribution de gaz	240	233	—	—
Réseau de transport de gaz	18	18	—	—
Installation générale	347	331	309	302
Immobilisations incorporelles – Coûts liés aux logiciels ^{1,2}	124	122	123	121
Immobilisations incorporelles – Divers	5	5	—	—
Centrale électrique détenue en vue d'une utilisation ultérieure	3	5	2	4
	<u>5 006 \$</u>	<u>4 856 \$</u>	<u>4 348 \$</u>	<u>4 222 \$</u>
Centrales visées par des contrats de location-acquisition	<u>583 \$</u>	<u>583 \$</u>	<u>583 \$</u>	<u>583 \$</u>

¹⁾ Au 31 décembre 2012, les coûts liés aux logiciels non amortis totalisaient 36 M\$ pour UNS Energy et 35 M\$ pour TEP et, au 31 décembre 2011, 43 M\$ pour UNS Energy et 42 M\$ pour TEP.

²⁾ L'amortissement des coûts liés aux logiciels dans les états des résultats d'UNS Energy s'est établi à 13 M\$ en 2012, à 10 M\$ en 2011 et à 9 M\$ en 2010. L'amortissement des coûts liés aux logiciels dans les états des résultats de TEP avant la répartition intersociétés s'est établi à 13 M\$ en 2012, 10 M\$ en 2011 et 9 M\$ en 2010.

Centrales visées par des contrats de location-acquisition

Toutes les centrales visées par des contrats de location-acquisition de TEP sont utilisées dans les activités de production d'électricité de TEP et sont amorties sur la durée du contrat principal. Voir la note 6. Au 31 décembre 2012, les centrales visées par des contrats de location-acquisition incluaient : 1) l'unité 1 de Springerville, 2) les installations communes de Springerville et 3) les installations de manutention de charbon de Springerville. Le tableau qui suit présente les montants engagés au titre des charges locatives pour les contrats de location-acquisition liés à la production d'énergie de TEP :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en millions de dollars)		
Charges locatives :			
Intérêts débiteurs – répartis comme suit :			
Contrats de location-acquisition	34 \$	40 \$	47 \$
Charges d'exploitation – combustible	3	4	4
Autres charges	—	1	2
Amortissement des actifs visés par des contrats de location-acquisition – réparti comme suit :			
Charges d'exploitation – combustible	4	3	3
Charges d'exploitation – amortissement	14	14	14
Total des charges locatives	<u>55 \$</u>	<u>62 \$</u>	<u>70 \$</u>

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Au 31 décembre 2012, les durées d'amortissement se présentaient comme suit :

Principales catégories des centrales en service	<u>TEP</u>	<u>UNS Gas et UNS Electric</u>
Centrale électrique	11 à 57 ans	38 à 49 ans
Réseau de transport de la centrale électrique	20 à 60 ans	20 à 50 ans
Réseau de distribution de la centrale électrique	28 à 60 ans	23 à 50 ans
Réseau de distribution de gaz	s. o.	30 à 55 ans
Réseau de transport de gaz	s. o.	30 à 65 ans
Installation générale	5 à 31 ans	5 à 40 ans
Immobilisations incorporelles	3 à 19 ans	3 à 32 ans

Voir la note 1, *Centrales*, et la note 6, *Obligations liées aux contrats de location-acquisition de TEP*.

INSTALLATIONS DÉTENUES CONJOINTEMENT

Au 31 décembre 2012, les participations de TEP dans les centrales électriques et les réseaux de transport détenus conjointement s'établissaient comme suit :

	<u>Participation</u>	<u>Centrales en service</u>	<u>Travaux de construction en cours</u> (en millions de dollars)	<u>Amortissement cumulé</u>	<u>Valeur comptable nette</u>
Unités 1 et 2 de San Juan	50,0 %	443 \$	7 \$	220 \$	230 \$
Unités 1, 2 et 3 de Navajo	7,5	148	1	106	43
Unités 4 et 5 de Four Corners	7,0	97	2	73	26
Installation Luna Energy	33,3	53	—	—	53
Réseaux de transport	7,5 à 95,0	328	22	186	164
Total		<u>1 069 \$</u>	<u>32 \$</u>	<u>585 \$</u>	<u>516 \$</u>

TEP a financé les installations susmentionnées ou a fourni les capitaux, et sa quote-part des charges d'exploitation est présentée dans les états des résultats selon la nature des charges.

OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

La comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations porte principalement sur les actifs liés à la production d'énergie et à la production photovoltaïque et est inscrite au titre des crédits reportés et autres passifs des bilans. Le tableau qui suit présente un rapprochement de la valeur comptable au début et à la fin de la période pour l'ensemble des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

	<u>UNS Energy et TEP</u>	
	<u>31 décembre</u>	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(en millions de dollars)	
Solde au début de la période	13 \$	4 \$
Passifs engagés	—	1
Passifs réglés	—	—
Charge au titre de la désactualisation	1	—
Révision des flux de trésorerie estimés	—	8
Solde à la fin de la période	<u>14 \$</u>	<u>13 \$</u>

NOTE 6. DETTE, FACILITÉS DE CRÉDIT ET OBLIGATIONS LIÉES À DES CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION

L'échéance de la dette à long terme est supérieure à un an à compter de la date des états financiers. Nous résumons la dette à long terme d'UNS Energy et de TEP dans les états de la structure du capital.

DETTE D'UNS ENERGY – BILLETS DE PREMIER RANG CONVERTIBLES

En 2005, UNS Energy a émis des billets de premier rang convertibles à 4,50 % («billets de premier rang convertibles») de 150 M\$ échéant en 2035. En 2012, UNS Energy a converti ou racheté la totalité des billets de premier rang convertibles de 150 M\$ en circulation. Les porteurs des billets de premier rang convertibles pouvaient choisir de convertir leurs billets en actions ordinaires selon le ratio de conversion applicable au moment de chacun des avis de rachat ou de recevoir le prix de rachat correspondant à la valeur nominale majorée des intérêts courus des billets de premier rang convertibles. Au premier trimestre de 2012, les porteurs d'environ 73 M\$ de billets de premier rang convertibles ont converti leurs billets en environ 2,1 millions d'actions ordinaires, alors que 2 M\$ de billets de premier rang convertibles ont été rachetés pour une contrepartie au comptant. Au deuxième trimestre de 2012, les porteurs d'environ 74 M\$ de billets de premier rang convertibles ont converti leurs billets en environ 2,2 millions d'actions ordinaires, alors que 1 M\$ de billets de premier rang convertibles ont été rachetés pour une contrepartie au comptant.

DETTE DE TEP

Obligations à taux variable exonérées d'impôts et swap de taux d'intérêt

Aux 31 décembre 2012 et 2011, les obligations à taux variable exonérées d'impôts en circulation totalisaient 215 M\$. Chaque série d'obligations s'appuie sur une lettre de crédit émise aux termes de l'entente de crédit de TEP ou d'ententes de lettres de crédit et de remboursement de TEP distinctes. Les lettres de crédit sont garanties par les obligations hypothécaires émises dans le cadre de l'hypothèque contractée par TEP en 1992.

En novembre 2011, TEP a racheté 150 M\$ d'obligations à taux variable. TEP n'a pas annulé les obligations rachetées, qui sont demeurées en circulation en vertu de leurs contrats bilatéraux respectifs, mais ne les a pas comptabilisées comme dette dans le bilan. Voir la rubrique *Billets non garantis de TEP de 2011* ci-après.

En décembre 2010, TEP a émis 37 M\$ d'obligations liées à la lutte contre la pollution exonérées d'impôts du comté de Coconino, en Arizona («obligations Coconino 2010»). Les obligations Coconino 2010 s'appuient sur une lettre de crédit, qui est garantie par des obligations hypothécaires de 37 M\$ émises dans le cadre de l'hypothèque contractée par TEP en 1992 et qui expire en décembre 2014. Les obligations portent intérêt à un taux variable hebdomadaire et viennent à échéance en octobre 2032. Les obligations sont des obligations multimodales qui permettent à TEP de modifier les modalités des obligations touchant l'intérêt. Elles sont rachetables en tout temps à la valeur nominale majorée des intérêts courus et sont assujetties au rachat obligatoire dans certaines situations si la lettre de crédit n'est pas prolongée. Les obligations Coconino 2010 de TEP ont porté intérêt à un taux moyen de 0,22 % en 2012 et de 0,23 % en 2011. TEP a utilisé les produits pour racheter un montant en capital correspondant d'obligations Coconino à taux fixe. TEP a inscrit à l'actif un montant inférieur à 1 M\$ relativement aux coûts liés à l'émission de ces obligations et amortira ces coûts au titre des intérêts débiteurs sur la dette à long terme dans les états des résultats jusqu'en octobre 2032, soit l'échéance des obligations.

Le tableau qui suit présente les taux d'intérêt sur les obligations à taux variable de TEP qui sont révisées hebdomadairement par ses agents de commercialisation :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
Taux d'intérêt sur les obligations :			
Taux d'intérêt moyen	0,17 %	0,18 %	0,26 %
Fourchette des taux hebdomadaires moyens	0,06 %	0,05 %	0,17 %
	à 0,26 %	à 0,34 %	à 0,39 %

En août 2009, TEP a conclu un swap de taux d'intérêt qui a eu pour effet de convertir des obligations à taux variable de 50 M\$ en des obligations à taux fixe à 2,4 % de septembre 2009 à septembre 2014.

Obligations à taux fixe non garanties

Au 31 décembre 2012, TEP avait des obligations à taux fixe non garanties de 609 M\$. Au 31 décembre 2011, TEP en avait 616 M\$ en circulation.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

En mars 2012, l'Industrial Development Authority du comté d'Apache, en Arizona, a émis des obligations à revenu pour la lutte contre la pollution exonérées d'impôts de 177 M\$ au nom de TEP. Les obligations portent intérêt à un taux fixe de 4,5 %, viennent à échéance en mars 2030 et peuvent être rachetées à leur valeur nominale à compter du 1^{er} mars 2022. Les produits tirés de l'émission des obligations, combinés à 7 M\$ en capital et à 1 M\$ en intérêts courus provenant de TEP, ont été placés en fiducie pour rembourser des obligations exonérées d'impôts non garanties de 184 M\$ assorties de taux d'intérêt de 5,85 % et de 5,875 % dont les dates d'échéance s'échelonnent de 2026 à 2033. Le paiement de 8 M\$ de TEP au fiduciaire était la seule activité de flux de trésorerie étant donné que les produits tirés de la nouvelle émission d'obligations n'ont pas été reçus ou décaissés par TEP. TEP a inscrit à l'actif environ 2 M\$ relativement aux coûts liés à l'émission de ces obligations et amortira ces coûts au titre des intérêts débiteurs sur la dette à long terme dans les états des résultats jusqu'en mars 2030, soit l'échéance des obligations.

En juin 2012, l'Industrial Development Authority du comté de Pima, en Arizona, a émis des obligations à revenu pour le développement industriel exonérées d'impôts d'environ 16 M\$ au nom de TEP. Les obligations portent intérêt à un taux fixe de 4,5 %, viennent à échéance en juin 2030 et peuvent être rachetées à leur valeur nominale à compter du 1^{er} juin 2022. Les produits tirés de l'émission des obligations, combinés à 0,4 M\$ en intérêts courus provenant de TEP, ont été placés en fiducie pour rembourser des obligations exonérées d'impôts non garanties en circulation d'environ 16 M\$ assorties de taux d'intérêt de 5,85 % et de 5,875 % dont les dates d'échéance s'échelonnent de 2026 à 2033. Le versement des intérêts courus par TEP était la seule activité de flux de trésorerie étant donné que les produits tirés de la nouvelle émission d'obligations n'ont pas été reçus ou décaissés par TEP. TEP a inscrit à l'actif environ 0,5 M\$ relativement aux coûts liés à l'émission de ces obligations et amortira ces coûts au titre des intérêts débiteurs sur la dette à long terme dans les états des résultats jusqu'en juin 2030, soit l'échéance des obligations.

En novembre 2011, TEP a racheté 22 M\$ d'obligations à taux fixe non garanties. Voir la rubrique *Billets non garantis de TEP de 2011* ci-après.

En octobre 2010, TEP a émis des obligations à revenu pour le développement industriel exonérées d'impôts de 100 M\$ du comté de Pima, en Arizona. Les obligations ne sont pas garanties, portent intérêt au taux de 5,25 %, viennent à échéance en octobre 2040 et sont rachetables à leur valeur nominale à compter du 1^{er} octobre 2020. Compte non tenu de l'escompte de prise ferme, une tranche de 99 M\$ des produits a été placée dans un fonds de construction auprès du fiduciaire. Les produits ont été affectés à la construction de certaines installations de transport et de distribution de TEP qui alimentent en électricité le comté de Pima. TEP a prélevé un montant de 88 M\$ des produits placés dans le fonds de construction en 2010 et 11 M\$ en 2011. TEP a inscrit à l'actif environ 1 M\$ relativement aux coûts liés à l'émission de ces obligations et amortira ces coûts au titre des intérêts débiteurs sur la dette à long terme dans les états des résultats jusqu'en octobre 2040, soit l'échéance des obligations.

Billets non garantis de TEP de 2012

En septembre 2012, TEP a émis des billets non garantis assortis d'un taux de 3,85 % échéant en mars 2023 de 150 M\$. TEP peut racheter les billets avant le 15 décembre 2022, moyennant le versement d'une prime compensatoire et des intérêts courus. Après le 15 décembre 2022, TEP peut racheter les billets à leur valeur nominale majorée des intérêts courus. Les billets non garantis limitent le solde d'emprunts garantis de TEP. TEP a affecté environ 72 M\$ du produit net au remboursement de l'encours aux termes de la facilité de crédit renouvelable, le solde du produit ayant été affecté aux besoins généraux du siège social. TEP a inscrit à l'actif environ 1 M\$ relativement aux coûts liés à l'émission des billets non garantis et amortira ces coûts au titre des intérêts débiteurs sur la dette à long terme dans les états des résultats jusqu'en mars 2023, soit l'échéance des billets non garantis.

Billets non garantis de TEP de 2011

En novembre 2011, TEP a émis des billets non garantis assortis d'un taux de 5,15 % échéant en novembre 2021 de 250 M\$. TEP peut racheter les billets en tout temps avant le 15 août 2021, moyennant le versement d'une prime compensatoire et des intérêts courus. Après le 15 août 2021, la dette est rachetable à sa valeur nominale majorée des intérêts courus. TEP a affecté le produit net tiré de l'émission 1) au rachat de 150 M\$ d'obligations à taux variable, 2) au rachat de 22 M\$ d'obligations à taux fixe de 6,1 % et 3) au remboursement de 78 M\$ de l'encours de la facilité de crédit renouvelable, le solde ayant été affecté aux besoins généraux du siège social. Les obligations à taux variable s'appuyaient sur des lettres de crédit émises en vertu de la facilité de crédit de TEP. Par suite du rachat des obligations à taux variable, TEP a annulé des lettres de crédit totalisant 155 M\$ et a diminué d'un montant équivalent ses obligations hypothécaires à l'appui des lettres de crédit. TEP a inscrit à l'actif environ 2 M\$ relativement aux coûts liés à l'émission des billets et amortira ces coûts au titre des intérêts débiteurs sur la dette à long terme dans les états des résultats jusqu'en novembre 2021, soit l'échéance des billets non garantis.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Hypothèque contractée en 1992

L'hypothèque contractée en 1992 par TEP crée des privilèges et des sûretés pour la plupart des centrales de TEP, sauf l'unité 2 de Springerville. San Carlos Resources Inc., filiale détenue en propriété exclusive par TEP, détient le titre de propriété de l'unité 2 de Springerville. Les centrales visées par des contrats de location-acquisition ne sont pas visées par ces privilèges et, outre les bailleurs, sont sans recours aux créanciers de TEP. La valeur comptable nette des centrales de TEP visées par ces privilèges s'élevait à 2 G\$ aux 31 décembre 2012 et 2011.

OBLIGATIONS LIÉES AUX CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION DE TEP

Contrats de location-acquisition de Springerville

Les termes des contrats de location-acquisition de TEP sont comme suit :

- Les contrats de location de l'unité 1 de Springerville ont une durée initiale se terminant en janvier 2015 et prévoient des périodes de renouvellement de trois ans ou plus jusqu'en 2030. TEP a une option d'achat à la juste valeur marchande pour des installations visées par les contrats de location de l'unité 1 de Springerville. En décembre 2011, TEP et les propriétaires participants qui sont parties aux contrats de l'unité 1 de Springerville ont procédé à une évaluation formelle pour déterminer le prix d'achat à la juste valeur marchande aux termes des contrats de location de l'unité 1 de Springerville. D'après cette évaluation, TEP aurait à payer 159 M\$ en 2015 pour la participation de 86 % qu'elle ne détient pas déjà. En 2012, TEP a déposé une requête afin de faire confirmer les résultats du processus d'évaluation auprès d'un tribunal fédéral américain de première instance. Dans le cadre des procédures, les propriétaires participants ont allégué que le processus d'évaluation n'avait pas permis d'établir un prix d'achat légitime pour la participation visée. En janvier 2013, le tribunal fédéral américain de première instance a rejeté la requête de TEP en invoquant que le tribunal n'avait pas la compétence nécessaire. En février 2013, TEP a interjeté appel auprès de la cour d'appel fédérale américaine, soit la United States Court of Appeals for the Ninth Circuit.
- Les contrats de location des installations de manutention de charbon de Springerville ont une durée initiale se terminant en avril 2015 et prévoient des options de renouvellement de contrat à prix fixe si certaines conditions sont satisfaites ainsi qu'une option d'achat à prix fixe de 120 M\$. Le contrat prévoit une période de renouvellement de six ans à compter d'avril 2015 et des périodes de renouvellement supplémentaires de cinq ans ou plus jusqu'en 2035.
- Les contrats de location des installations communes de Springerville ont une durée initiale se terminant en décembre 2017 pour un des contrats et en janvier 2021 pour les deux autres contrats et prévoient des périodes de renouvellement optionnelles de deux ans ou plus jusqu'en 2025. Au lieu de prolonger les contrats, TEP peut exercer une option d'achat à prix fixe. Les prix fixes pour l'acquisition des installations communes s'élèvent à 38 M\$ en 2017 et à 68 M\$ en 2021.

TEP a convenu avec Tri-State, le propriétaire de l'unité 3 de Springerville, et SRP, le propriétaire de l'unité 4 de Springerville, que si les contrats de location des installations de manutention de charbon de Springerville et des installations communes ne sont pas renouvelés, TEP exercera les options d'achat en vertu de ces contrats. SRP sera alors obligée d'acquérir une quote-part de ces installations, et Tri-State sera obligée 1) soit d'acquérir une quote-part de ces installations 2) soit de continuer à verser des paiements à TEP pour l'utilisation de ces installations.

En janvier 2013, compte tenu des versements prévus effectués aux termes des contrats, TEP a réduit ses obligations locatives de 82 M\$.

OBLIGATIONS ET PARTICIPATIONS AU TITRE DE CONTRATS DE LOCATION

Investissements dans des obligations et participations au titre de contrats de location de Springerville

Les investissements de TEP dans des obligations au titre de contrats de location de l'unité 1 de Springerville totalisaient 9 M\$ au 31 décembre 2012 et 29 M\$ au 31 décembre 2011. En janvier 2013, TEP a reçu un paiement final à l'échéance de 9 M\$ sur son investissement dans des obligations au titre de contrats de location de l'unité 1 de Springerville. TEP détenait également des participations dans les contrats de location de l'unité 1 de Springerville qui totalisaient 36 M\$ au 31 décembre 2012 et 37 M\$ au 31 décembre 2011.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Swap de taux d'intérêt – Obligations au titre de contrats de location des installations communes de Springerville

Les swaps de taux d'intérêt de TEP couvrent le risque de taux d'intérêt variable associé aux investissements dans des obligations au titre de contrats de location des installations communes de Springerville. L'intérêt sur les obligations au titre des contrats de location est payable au taux interbancaire offert à Londres («TIOL») à six mois majoré d'un écart. L'écart applicable était de 1,75 % au 31 décembre 2012 et de 1,625 % au 31 décembre 2011.

Les swaps ont pour effet de fixer les taux d'intérêt sur les soldes du capital amortissable comme suit :

<u>Encours au 31 décembre 2012</u>	<u>Taux fixe</u>	<u>Écart selon le TIOL</u>
34 M\$	5,77 %	1,75 %
19 M\$	3,18 %	1,75 %
6 M\$	3,32 %	1,75 %

TEP a comptabilisé ces swaps de taux d'intérêt comme couverture de flux de trésorerie aux fins de la présentation de l'information financière. Voir la note 16.

Billets non garantis de premier rang d'UNS Electric

UNS Electric a émis des billets non garantis de premier rang de 100 M\$: 50 M\$ à 6,5 % échéant en 2015 et 50 M\$ à 7,1 % échéant en 2023. Les billets à long terme d'UNS Electric sont garantis par UES. Les billets peuvent être rachetés par anticipation moyennant le versement d'une prime compensatoire correspondant à un taux d'actualisation égal au rendement d'un bon du Trésor des États-Unis d'une durée équivalente majoré de 50 points de base.

Les billets à long terme d'UNS Electric comportent certaines clauses restrictives, y compris des restrictions à l'égard des opérations conclues avec des sociétés affiliées, des fusions, des privilèges pour garantir la dette, des paiements affectés et de la création de dette.

CONVENTION D'EMPRUNT À TERME ET SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT D'UNS ELECTRIC

En août 2011, UNS Electric a conclu une convention d'emprunt à terme à taux variable de 30 M\$ de quatre ans. UNS Electric a affecté 30 M\$ du produit au remboursement de ses emprunts en vertu de sa facilité de crédit renouvelable. Le taux d'intérêt actuellement en vigueur correspond au TIOL à trois mois, majoré de 1,125 %. Parallèlement, UNS Electric a conclu un swap à taux fixes-variables en vertu duquel UNS Electric paiera un taux fixe de 0,97 % et obtiendra un TIOL à trois mois sur un montant notionnel de 30 M\$ sur une période de quatre ans échéant en août 2015. La convention d'emprunt à terme d'UNS Electric, incluse dans la dette à long terme du bilan, est garantie par UES.

La convention d'emprunt à terme comporte certaines clauses restrictives pour UNS Electric et UES. Les clauses restrictives comprennent des restrictions à l'égard des opérations conclues avec des sociétés affiliées, des paiements affectés, des emprunts supplémentaires, des privilèges et des fusions. UNS Electric doit respecter un ratio de couverture des intérêts pour émettre d'autres titres de créance. Toutefois, UNS Electric peut, sans respecter ces ratios, refinancer sa dette et contracter une dette à court terme n'excédant pas 5 M\$. Selon la convention d'emprunt, UNS Electric doit maintenir un ratio de levier financier maximal et peut verser un dividende à condition qu'elle respecte l'entente de crédit.

BILLETS NON GARANTIS DE PREMIER RANG D'UNS GAS

En août 2011, UNS Gas a émis des billets garantis de premier rang à 5,39 % échéant en août 2026 de 50 M\$. UNS Gas a affecté le produit au remboursement de la totalité des 50 M\$ de billets à 6,23 % d'UNS Gas qui sont arrivés à échéance en août 2011. D'autres billets à un taux de 6,23 % de 50 M\$ d'UNS GAS viennent à échéance en août 2015. Les billets peuvent être rachetés par anticipation moyennant le versement d'une prime compensatoire correspondant à un taux d'actualisation égal au rendement d'un bon du Trésor des États-Unis d'une durée équivalente majoré de 50 points de base. UES garantit les billets. UNS Gas a inscrit à l'actif un montant inférieur à 0,5 M\$ relativement aux coûts liés à l'émission des billets et amortira ces coûts sur la durée de vie des billets.

Les billets à long terme d'UNS Gas comportent certaines clauses restrictives, y compris des restrictions à l'égard des opérations conclues avec des sociétés affiliées, des fusions, des privilèges pour garantir la dette, des paiements affectés et de la création de dette.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

ENTENTE DE CRÉDIT D'UNS ENERGY

En novembre 2011, UNS Energy a modifié son entente de crédit existante, faisant passer la date d'échéance de novembre 2014 à novembre 2016.

En novembre 2010, UNS Energy a modifié et mis à jour son entente de crédit existante. Dans sa version modifiée, l'entente consiste en une facilité de crédit renouvelable et une facilité de lettres de crédit renouvelables totalisant 125 M\$. Les actions de Millennium, d'UES et d'UED sont données en garantie des obligations d'UNS Energy en vertu de l'entente.

UNS Energy a inscrit à l'actif un montant inférieur à 0,5 M\$ relativement aux coûts liés à la modification de l'entente de crédit de 2011 et 1 M\$ relativement aux coûts liés à la modification et à la mise à jour de l'entente de crédit de 2010 et amortira ces coûts jusqu'en novembre 2016.

Au 31 décembre 2012, le solde des emprunts d'UNS Energy s'élevait à 45 M\$ et, au 31 décembre 2011, à 57 M\$ en vertu de sa facilité de crédit renouvelable. Le taux d'intérêt moyen pondéré de la facilité de crédit renouvelable s'établissait à 1,96 % au 31 décembre 2012 et à 2,04 % au 31 décembre 2011. Les emprunts aux termes de la facilité de crédit renouvelable ont été inscrits au bilan dans la dette à long terme étant donné qu'UNS Energy a la capacité et l'intention de maintenir ses emprunts au cours des douze prochains mois. Au 13 février 2013, le solde des emprunts en vertu de l'entente de crédit d'UNS Energy s'établissait à 45 M\$.

Les taux d'intérêt et les frais aux termes de l'entente de crédit d'UNS Energy sont établis en fonction d'une grille tarifaire liée à la notation de crédit d'UNS Energy. Le taux d'intérêt ayant actuellement cours pour les emprunts se fonde sur le TIOL majoré de 1,75 % dans le cas des emprunts libellés en eurodollars et sur un taux de base de remplacement majoré de 0,75 % pour les emprunts à taux de base de remplacement.

L'entente de crédit d'UNS Energy comporte plusieurs clauses restrictives qui assujettissent UNS Energy et ses filiales à des restrictions, notamment des limitations sur la dette additionnelle, les privilèges, les fusions et les ventes d'actifs. Selon l'entente de crédit d'UNS Energy, UNS Energy doit respecter un ratio minimal de couverture des intérêts par les flux de trésorerie qui est établi pour UNS Energy isolément et un ratio de levier financier maximal établi sur une base consolidée. En vertu de l'entente de crédit d'UNS Energy, UNS Energy peut verser des dividendes à condition qu'elle respecte l'entente.

ENTENTE DE CRÉDIT DE TEP

En décembre 2011, TEP a fait passer sa facilité de lettre de crédit de 341 M\$ à 186 M\$, par suite du rachat de 150 M\$ d'obligations à taux variable et de l'annulation des lettres de crédit totalisant 155 M\$ sur lesquelles s'appuyaient ses obligations.

En novembre 2011, TEP a modifié son entente de crédit existante, faisant passer la date d'échéance de novembre 2014 à novembre 2016.

En novembre 2010, TEP a modifié et mis à jour son entente de crédit existante, composée d'un crédit renouvelable de 200 M\$, d'une facilité de lettres de crédit renouvelable et d'une facilité de lettres de crédit de 341 M\$ sur laquelle s'appuyaient les obligations exonérées d'impôts.

La facilité de crédit de TEP est garantie par les obligations hypothécaires de 386 M\$ émises en vertu de l'hypothèque contractée en 1992, qui a créé des privilèges et des sûretés sur la plupart des centrales de TEP.

TEP a inscrit à l'actif 1 M\$ relativement à la modification de l'entente de crédit de 2011 et 4 M\$ relativement aux coûts liés à la modification et à la mise à jour de l'entente de crédit de 2010 et amortira ces coûts jusqu'en novembre 2016.

Les taux d'intérêt et les frais aux termes de l'entente de crédit de TEP sont établis en fonction d'une grille tarifaire liée à la notation de crédit de TEP. Le taux d'intérêt ayant actuellement cours pour les emprunts se fonde sur le TIOL majoré de 1,125 % dans le cas des emprunts libellés en eurodollars et sur un taux de base de remplacement majoré de 0,125 % pour les emprunts à taux variable de remplacement. Le taux actuellement en vigueur pour la facilité de lettres de crédit de 186 M\$ est de 1,125 %.

L'entente de crédit de TEP comporte plusieurs clauses restrictives qui assujettissent TEP et ses filiales à des restrictions, notamment des limitations sur les privilèges, les fusions et la vente d'actifs. Selon l'entente de crédit de TEP, TEP ne doit pas dépasser un ratio de levier financier maximal et peut verser des dividendes à condition qu'elle respecte l'entente.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Au 31 décembre 2012, TEP n'avait aucun emprunt en cours et avait émis des lettres de crédit de 1 M\$ en vertu de sa facilité de crédit renouvelable. Au 31 décembre 2011, TEP avait contracté des emprunts de 10 M\$ et émis des lettres de crédit de 1 M\$ aux termes de sa facilité de crédit renouvelable. Le solde du prêt renouvelable est constaté au poste Passifs à court terme des bilans d'UNS Energy et de TEP. Les lettres de crédit en cours représentent des obligations hors bilan de TEP. Au 13 février 2013, TEP avait contracté des emprunts de 30 M\$ et émis des lettres de crédit de 1 M\$ aux termes de sa facilité de crédit renouvelable.

ENTENTE DE REMBOURSEMENT DE TEP DE 2010

Une lettre de crédit de 37 M\$ a été émise conformément à l'entente de remboursement de TEP de 2010. La lettre de crédit soutient le total du montant en capital de 37 M\$ d'obligations à taux variables exonérées d'impôt émises pour le compte de TEP en décembre 2010. Voir *Obligations à taux variables exonérées d'impôts* ci-dessus.

L'entente de remboursement de TEP de 2010 est garantie par les obligations hypothécaires de 37 M\$ émises aux termes de l'hypothèque contractée par TEP en 1992. Des frais sont payables sur le total de l'encours de la lettre de crédit à un taux annuel de 1,50 %.

L'entente de remboursement de TEP de 2010 comporte essentiellement les mêmes clauses restrictives que celles de l'entente de crédit de TEP décrite ci-dessus.

CRÉDIT RENOUELABLE D'UNS GAS ET D'UNS ELECTRIC

En novembre 2011, UNS Gas et UNS Electric ont modifié leur convention de crédit non garantie existante, faisant passer sa date d'échéance de novembre 2014 à novembre 2016.

En novembre 2010, UNS Gas et UNS Electric ont modifié et mis à jour leur convention de crédit non garantie existante. Dans sa version modifiée, le crédit renouvelable d'UNS Gas et d'UNS Electric comprend une facilité de crédit renouvelable et une facilité de lettre de crédit renouvelable de 100 M\$. En vertu de l'entente, l'encours des emprunts d'UNS Gas ou d'UNS Electric ne peut en aucun temps excéder 70 M\$. Aux termes du crédit renouvelable d'UNS Gas et d'UNS Electric, UNS Gas et UNS Electric ne sont responsables que de leurs propres emprunts. UES garantit les obligations d'UNS Gas et d'UNS Electric. Le crédit renouvelable d'UNS Gas et d'UNS Electric peut servir à l'émission de lettres de crédit et à des fins d'emprunts renouvelables. UNS Gas et UNS Electric émettent des lettres de crédit, qui sont des obligations hors bilan, pour soutenir l'achat d'électricité et de gaz naturel et leurs opérations de couverture.

UNS Gas et UNS Electric ont capitalisé moins de 0,5 M\$ des coûts liés à la modification de l'entente de crédit de 2011 et 1 M\$ des coûts de la modification et du retraitement de l'entente de crédit de 2010. UNS Gas et UNS Electric continueront d'amortir ces coûts jusqu'en novembre 2016 par imputation au poste Intérêts débiteurs sur la dette à long terme des états des résultats.

Les taux d'intérêt et les frais aux termes du crédit renouvelable d'UNS Gas et d'UNS Electric sont établis en fonction d'une grille tarifaire liée à leur notation de crédit. Le taux d'intérêt ayant actuellement cours pour les emprunts se fonde sur le TIOL majoré de 1,25 % dans le cas des prêts libellés en eurodollars et sur un taux de base de remplacement majoré de 0,25 % pour les prêts à taux de remplacement.

Le crédit renouvelable d'UNS Gas et d'UNS Electric est assorti de clauses qui assujettissent UNS Gas, UNS Electric et UES à des restrictions, notamment des limitations sur la dette additionnelle, les privilèges et les fusions. Le crédit renouvelable d'UNS Gas et d'UNS Electric établit aussi un ratio de levier financier maximum. Aux termes du crédit renouvelable d'UNS Gas et d'UNS Electric, UNS Gas et UNS Electric peuvent verser des dividendes pourvu qu'ils respectent la convention.

UNS Electric avait émis des lettres de crédit de moins de 0,5 M\$ au 31 décembre 2012 et de 6 M\$ au 31 décembre 2011 en vertu du crédit renouvelable d'UNS Gas et d'UNS Electric. Ces soldes ne sont pas inscrits au bilan.

AUTRES

Au 31 décembre 2012, UNS Energy et ses filiales respectaient les termes de leurs conventions respectives d'emprunts, d'achat de billets et de crédit. Aucun montant du bénéfice net n'était assujéti à des restrictions en matière de dividendes.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

ÉCHÉANCES DE LA DETTE

Les échéances de la dette à long terme, notamment les remboursements de prêts à terme, les facilités de crédit renouvelables classées dans la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition, sont comme suit :

	Obligations à taux variable s'appuyant sur des lettres de crédit de TEP ¹	Règlements prévus de la dette de TEP ²	Obligations liées aux contrats de location-acquisition de TEP	Total TEP	UNS Gaz	UNS Electric	Société mère d'UNS Energy	Total
	(en millions de dollars)							
2013	— \$	— \$	121 \$	121 \$	— \$	— \$	— \$	121 \$
2014	37	—	194	231	—	—	—	231
2015	—	—	23	23	50	80	—	153
2016	178	—	17	195	—	—	45	240
2017	—	—	18	18	—	—	—	18
Total 2013 à 2017	215	—	373	588	50	80	45	763
Par la suite	—	1 009	42	1 051	50	50	—	1 151
Moins : intérêts implicites	—	—	(62)	(62)	—	—	—	(62)
Total	215 \$	1 009 \$	353 \$	1 577 \$	100 \$	130 \$	45 \$	1 852 \$

¹⁾ Les obligations à taux variable de TEP sont appuyées par des lettres de crédit de 186 M\$ émises aux termes de l'entente de crédit de TEP venant à échéance en novembre 2016 et par l'entente de remboursement de TEP de 37 M\$ venant à échéance en décembre 2014. Bien que les obligations à taux variable viennent à échéance de 2018 à 2032, le tableau ci-dessus tient compte du rachat ou du remboursement anticipé de ces obligations en 2014 et en 2016, comme si les lettres de crédit prenaient fin à l'échéance de l'entente de crédit de TEP sans renouvellement.

²⁾ Le remboursement des billets non garantis de TEP n'est pas réduit par l'escompte d'environ 1 M\$.

NOTE 7. CAPITAUX PROPRES

LIMITES DES VERSEMENTS DE DIVIDENDES

UNS Energy

La capacité d'UNS Energy à verser des dividendes en espèces sur les actions ordinaires en circulation dépend en partie des flux de trésorerie de nos filiales : TEP, UES, Millennium et UED, ainsi que du respect de diverses clauses restrictives d'emprunt. Étant donné qu'UNS Energy et chacune de ses filiales respectaient leurs clauses restrictives d'emprunt au 31 décembre 2012, la capacité de TEP et de ses filiales à verser des dividendes n'était pas restreinte.

En février 2013, UNS Energy a déclaré un dividende du premier trimestre aux actionnaires de 0,0435 \$ par action ordinaire d'UNS Energy. Le dividende, totalisant environ 18 M\$, sera versé le 25 mars 2013 aux actionnaires ordinaires inscrits au 13 mars 2013.

Au premier semestre de 2012, des billets de premier rang convertibles en circulation de 147 M\$ ont été convertis en environ 4,3 millions d'actions ordinaires d'UNS Energy, augmentant les capitaux propres ordinaires de 147 M\$.

TEP

La *Federal Power Act* stipule que les versements de dividendes d'une société de services publics ne peuvent être effectués à même les fonds correctement inscrits aux capitaux propres. TEP présente un déficit cumulé plutôt que des bénéfices accumulés positifs. Malgré l'ambiguïté des dispositions de la *Federal Power Act*, nous sommes d'avis qu'il existe un fondement raisonnable au versement de dividendes par TEP à même les bénéfices de l'exercice considéré. TEP a versé des dividendes de 30 M\$ à UNS Energy en 2012, aucun en 2011 et 60 M\$ en 2010.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

UNS Energy n'a fait aucun apport en capital à TEP en 2012, faisant en revanche des apports en capital de 30 M\$ en 2011 et de 15 M\$ en 2010.

NOTE 8. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le tableau suivant présente un rapprochement entre le taux d'imposition fédéral prévu par la loi et le taux d'imposition effectif de chaque société :

	UNS Energy				TEP	
	2012	2011	Exercices clos les 31 décembre		2011	2010
			2010	2012		
	(en millions de dollars)					
Charge d'impôts fédéraux au taux prévu par la loi	51 \$	62 \$	66 \$	37 \$	48 \$	58 \$
Charge d'impôts d'États, déduction faite de l'économie d'impôts fédéraux	7	8	9	5	6	8
Provision pour moins-value à l'égard des actifs d'impôts reportés	—	—	8	—	—	—
Radiation d'un actif d'impôts reportés lié à un placement non réglementé	—	—	3	—	—	—
Capitaux propres de la PFUPC	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Déduction liée à la production intérieure	—	—	(3)	—	—	(3)
Crédits d'impôts fédéraux et d'États	(1)	(3)	(2)	(1)	(2)	(2)
Autres	—	1	(3)	(1)	1	—
Total des charges d'impôts fédéraux et d'États	56 \$	67 \$	77 \$	39 \$	52 \$	60 \$
Taux d'imposition effectif	38 %	38 %	41 %	37 %	38 %	36 %

En 2010, UNS Energy a comptabilisé une charge d'impôts sur les bénéfices hors période de 3 M\$. La charge hors période se rapporte à la radiation d'un actif d'impôts reportés comptabilisé précédemment lié à l'excédent de la base fiscale d'un placement non réglementé consolidé sur sa valeur comptable. La direction a conclu que cet ajustement hors période n'avait pas d'incidence importante sur les états financiers de la période considérée et des périodes antérieures.

La charge d'impôts sur les bénéfices présentée aux états des résultats se composait des éléments suivants :

	UNS Energy				TEP	
	2012	2011	Exercices clos les 31 décembre		2011	2010
			2010	2012		
	(en millions de dollars)					
Charge (économie) d'impôts exigibles						
Impôts fédéraux	(2) \$	(7) \$	34 \$	(4) \$	(5) \$	28 \$
Impôts d'États	(2)	(2)	7	(2)	(2)	7
Total	(4)	(9)	41	(6)	(7)	35
Charge (économie) d'impôts reportés						
Impôts fédéraux	51	64	32	38	50	24
Crédits d'impôts fédéraux à l'investissement	—	(1)	(1)	—	(1)	(1)
Impôts d'États	9	13	5	7	10	2
Total	60	76	36	45	59	25
Total de la charge d'impôts fédéraux et d'États	56 \$	67 \$	77 \$	39 \$	52 \$	60 \$

Table des matières

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau suivant présente les composantes importantes des actifs et des passifs d'impôts reportés.

	UNS Energy		TEP	
	31 décembre		31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
	(en millions de dollars)			
Actifs d'impôts reportés bruts				
Obligations liées aux contrats de location-acquisition	141 \$	169 \$	141 \$	169 \$
Reports en avant de pertes d'exploitation nettes	72	81	85	76
Avances et contributions de la clientèle sous forme d'aide à la construction	34	30	19	17
Crédit au titre de l'impôt minimum de remplacement	43	43	24	25
Prestations constituées postérieures au départ à la retraite	23	23	23	23
Paievements forfaitaires incitatifs versés dans le cadre d'un programme de crédits d'énergie renouvelable	26	22	20	18
Stocks de droits d'émission	10	10	10	10
Pertes liées à un placement non réglementé	9	9	—	—
Autres	44	34	43	29
Actifs d'impôts reportés bruts	402	421	365	367
Provision pour moins-value à l'égard des actifs d'impôts reportés	(7)	(7)	—	—
Passifs d'impôts reportés bruts				
Centrales – montant net	(648)	(585)	(571)	(516)
Immobilisations visées par des contrats de location-acquisition – montant net	(34)	(41)	(34)	(41)
Régimes de retraite	(23)	(17)	(24)	(18)
CAAEC	(6)	(19)	(3)	(16)
Autres	(15)	(29)	(15)	(17)
Passifs d'impôts reportés bruts	(726)	(691)	(647)	(608)
Passifs d'impôts reportés nets	(331) \$	(277) \$	(282) \$	(241) \$

Le passif d'impôts reportés net au bilan s'établit comme suit :

	UNS Energy		TEP	
	31 décembre		31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
	(en millions de dollars)			
Impôts reportés — actifs à court terme	34 \$	23 \$	37 \$	22 \$
Impôts reportés — passifs à long terme	(365)	(300)	(319)	(263)
Passif d'impôts reportés net	(331) \$	(277) \$	(282) \$	(241) \$

L'actif d'impôts reportés de 9 M\$ lié aux pertes du placement non réglementé comprend 7 M\$ au titre de pertes en capital aux 31 décembre 2012 et 2011. L'actif d'impôts reportés ne peut servir qu'à l'égard de gains en capital compensatoires de la société. La direction est d'avis qu'il est plus probable qu'improbable que la société ne puisse pas générer de gains en capital à l'avenir. Par conséquent, UNS Energy a constaté une provision pour moins-value de 7 M\$ en réduction de l'actif d'impôts reportés aux 31 décembre 2012 et 2011. En se fondant sur les tendances historiques des bénéfices imposables d'UNS Energy, la direction croit que la société générera suffisamment de bénéfices dans l'avenir pour réaliser tous les autres actifs d'impôts reportés.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Position fiscale

Au 31 décembre 2012, UNS Energy et TEP avaient constaté les montants reportés en avant suivants :

	UNS Energy		TEP	
	Montant	Échéance	Montant	Échéance
	(en millions de dollars)			
Pertes en capital	8 \$	2015	— \$	—
Pertes d'exploitation nettes fédérales	202	2031-32	233	2031-32
Pertes d'exploitation nettes d'États	14	2032	57	2016-32
Crédits d'États	2	2016-17	4	2016-17
Crédits d'IMR	43	Aucune	24	Aucune

Variation des taux d'imposition d'États

Au premier trimestre de 2011, la législature de l'Arizona a adopté une loi réduisant le taux d'imposition des sociétés, actuellement de 6,968 %. La réduction du taux d'imposition s'effectuera progressivement à compter de 2014, par baisses annuelles d'environ 0,5 % jusqu'à ce que le taux d'imposition s'établisse à 4,9 % à compter de 2017. En raison de ces réductions du taux d'imposition, nous avons réduit les passifs d'impôts reportés nets d'UNS Energy et de TEP de 13 M\$, cette réduction ayant été entièrement compensée par des ajustements aux actifs et aux passifs réglementaires. La variation du taux d'imposition n'a eu aucune incidence sur le taux d'imposition effectif d'UNS Energy et de TEP en 2012 et 2011.

Économie d'impôts excédentaire résultant des régimes de rémunération à base d'actions

UNS Energy comptabilise les économies d'impôts excédentaires à titre d'augmentation du capital-actions ordinaire lorsque les déductions d'impôts liées aux rémunérations à base d'actions excèdent la charge comptabilisée dans les états financiers et qu'elles entraînent une diminution des impôts à payer. Au 31 décembre 2012, les économies d'impôts excédentaires d'UNS Energy se chiffraient à 2 M\$ et n'étaient pas comptabilisées dans le capital-actions ordinaire. Elles le seront lorsque les reports en avant de pertes d'exploitation nettes fédérales de 202 M\$ seront utilisés.

Positions fiscales incertaines

Conformément aux méthodes comptables relatives aux positions fiscales incertaines, nous devons déterminer s'il est probable que notre position fiscale soit confirmée par suite d'un contrôle fiscal. Chaque position fiscale est évaluée de manière à déterminer le montant des économies à comptabiliser aux états financiers. Le tableau suivant présente la variation des économies d'impôts non comptabilisées d'UNS Energy et de TEP.

	UNS Energy		TEP	
	31 décembre		31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
	(en millions de dollars)			
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	29 \$	41 \$	24 \$	35 \$
Ajouts en vertu des positions fiscales de l'exercice considéré	5	9	3	8
Réductions en vertu de règlements avec les autorités fiscales	(4)	(22)	(4)	(19)
Ajouts en vertu des positions fiscales d'exercices antérieurs	—	1	—	—
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	<u>30 \$</u>	<u>29 \$</u>	<u>23 \$</u>	<u>24 \$</u>

Des économies d'impôts non comptabilisées de 1 M\$ réduiraient le taux d'imposition effectif d'UNS Energy et de TEP aux 31 décembre 2012 et 2011. Le solde des économies d'impôts non comptabilisées pourrait varier au cours des 12 prochains mois en raison des contrôles en cours de l'IRS, mais nous ne pouvons établir le montant de cette variation.

UNS Energy et TEP comptabilisent les intérêts courus liés aux économies d'impôts non comptabilisées au poste Autres intérêts débiteurs des états des résultats. UNS Energy et TEP n'ont pas comptabilisé de réduction des intérêts débiteurs en 2012. Une réduction des autres intérêts débiteurs de 1 M\$ a été comptabilisée en 2011. Le solde des intérêts à payer d'UNS Energy et de TEP était de 1 M\$ aux 31 décembre 2012 et 2011. Aucune pénalité n'est comptabilisée pour les exercices présentés.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

UNS Energy et TEP ont fait l'objet de contrôle par l'IRS jusqu'à l'année d'imposition 2008 et l'IRS effectue actuellement le contrôle fiscal des années d'imposition 2009 et 2010. Nous ne savons pas à quel moment ces contrôles seront terminés. Actuellement, UNS Energy et TEP ne font l'objet d'aucun contrôle par une agence du revenu d'États.

NOTE 9. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

RÉGIMES DE RETRAITE

Cotisations de retraite

La *Pension Protection Act* de 2006 (la Loi sur les régimes de retraite) fixe les cibles de financement minimales des régimes de retraite. La cible de financement minimale d'un régime correspond à la valeur actuelle de l'ensemble des prestations constituées ou acquises au début de l'année du régime. Bien que l'atteinte des cibles annuelles ne soit pas exigée par la Loi, celle-ci restreint les options au titre des versements des prestations aux régimes qui n'atteignent pas les cibles de financement et impose qu'un avis d'insuffisance de financement soit envoyé à tous les participants aux régimes. Nos régimes se conforment à la Loi sur les régimes de retraite.

En 2013, UNS Energy prévoit verser des cotisations de 24 M\$ aux régimes de retraite, y compris des cotisations de 22 M\$ par TEP.

RÉGIMES D'AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

TEP offre à ses employés retraités des prestations limitées d'assurance-vie et de soins de santé. Les employés actifs de TEP peuvent être admissibles à ces avantages s'ils sont à l'emploi de TEP ou d'une de ses filiales lorsqu'ils atteignent l'âge de la retraite. UNS Gas et UNS Electric offrent à leurs employés retraités existants des prestations de soins de santé. Les employés actifs d'UNS Gas et d'UNS Electric ne sont pas admissibles aux prestations de soins de santé.

TEP a mis en place une fiducie VEBA afin de financer son régime d'avantages complémentaires de retraite pour les employés classifiés. TEP a versé des cotisations à la fiducie VEBA de 3 M\$ en 2012, de 2 M\$ en 2011 et de 2 M\$ en 2010. Nous comptabilisons les variations de l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite, qui n'est pas encore reflétée dans le coût des services rendus au cours de l'exercice, comme un actif réglementaire, puisque ces montants feront probablement l'objet d'un recouvrement futur dans les tarifs facturés aux clients de détail. Les avantages complémentaires de retraite des employés non classifiés sont financés sur une base annuelle.

Le régime de prestations de soins de santé des employés retraités de TEP a été modifié en date du 31 décembre 2011 afin d'augmenter les cotisations des employés non classifiés prenant leur retraite à compter du 1^{er} juillet 2012. Le régime de prestations de soins de santé de TEP a été modifié en 2012 afin d'augmenter les cotisations des employés classifiés qui prendront leur retraite après le 1^{er} février 2014.

Les montants des prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite suivants (compte non tenu des soldes d'impôts) sont présentés au bilan d'UNS Energy.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	Exercices clos les 31 décembre 2011	2012	2011
		(en millions de dollars)		
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite compris dans les autres actifs réglementaires	129 \$	106 \$	10 \$	8 \$
Passif au titre des prestations constituées compris dans les charges de personnel à payer	(1)	(1)	(2)	(2)
Passif au titre des prestations constituées compris dans les prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	(90)	(72)	(69)	(66)
Perte au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu (relatif au RRSD)	4	2	—	—
Montant net comptabilisé	42 \$	35 \$	(61) \$	(60) \$

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau précédent comprend les passifs au titre des prestations de retraite constituées d'UNS Gas et d'UNS Electric d'environ 9 M\$ au 31 décembre 2012 et de 8 M\$ au 31 décembre 2011. Le tableau comprend aussi un passif au titre des prestations de retraite de 1 M\$ d'UNS Gas et d'UNS Electric pour chaque période présentée.

OBLIGATIONS ET SITUATION DE CAPITALISATION

Nous avons calculé la valeur actuarielle de l'ensemble des obligations au titre des prestations de retraite et des régimes d'avantages complémentaires de retraite aux 31 décembre 2012 et 2011. Le tableau suivant comprend les régimes de TEP, d'UNS Gas et d'UNS Electric. L'évolution de l'obligation au titre des prestations projetées et des actifs des régimes de retraite, ainsi que le rapprochement de leur situation de capitalisation se présentent comme suit :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	Exercices clos les 31 décembre 2011	2012	2011
	(en millions de dollars)			
<u>Variation de l'obligation au titre des prestations projetées</u>				
Obligation au titre des prestations au début de l'exercice	319 \$	283 \$	73 \$	73 \$
(Gain actuariel) perte actuarielle	51	22	3	—
Intérêts débiteurs	15	16	3	4
Coût des services rendus au cours de l'exercice	10	10	3	3
Modifications	—	—	—	(2)
Prestations versées	(15)	(12)	(4)	(5)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	380	319	78	73
<u>Variation des actifs de régimes de retraite</u>				
Juste valeur des actifs des régimes de retraite au début de l'exercice	245	220	5	4
Rendement réel des actifs des régimes	36	14	1	—
Prestations versées	(15)	(12)	(4)	(5)
Cotisations de l'employeur ¹	23	23	5	6
Juste valeur des actifs de régimes de retraite à la fin de l'exercice	289	245	7	5
Situation de capitalisation à la fin de l'exercice	(91) \$	(74) \$	(71) \$	(68) \$

¹⁾ TEP a versé des cotisations au titre des régimes de retraite de 20 M\$ et des cotisations au titre des avantages complémentaires de retraite de 5 M\$ en 2012 et en 2011.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau précédent comprend ce qui suit à l'égard d'UNS Gas et d'UNS Electric :

- des obligations au titre des prestations de retraite de 23 M\$ au 31 décembre 2012 et de 18 M\$ au 31 décembre 2011;
- des actifs de régimes de retraite de 14 M\$ au 31 décembre 2012 et de 10 M\$ au 31 décembre 2011;
- une obligation au titre des avantages de retraite de 1 M\$ aux 31 décembre 2012 et 2011.

Le tableau suivant présente les composantes des actifs réglementaires d'UNS Energy et du cumul des autres éléments du résultat étendu qui n'ont pas été constatées comme composantes du coût net périodique des prestations aux dates présentées.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	Exercices clos les 31 décembre 2011	2012	2011
	(en millions de dollars)			
Pertes nettes	133 \$	108 \$	13 \$	11 \$
Coût (recouvrement du coût) des services passés	1	1	(3)	(3)

Le tableau suivant fournit les renseignements sur les régimes de retraite dont les obligations au titre des prestations constituées sont supérieures aux actifs des régimes.

	31 décembre	
	2012	2011
	(en millions de dollars)	
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	380 \$	319 \$
Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	334	281
Juste valeur des actifs des régimes de retraite à la fin de l'exercice	289	245

Aux 31 décembre 2012 et 2011, les obligations au titre des prestations constituées de tous les régimes de retraite à prestations définies d'UNS Energy étaient supérieures aux actifs des régimes de retraite.

Les composantes des coûts nets périodiques des prestations sont les suivantes :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite			
	2012	2011	Exercices clos les 31 décembre 2010	2012	2011	2010
	(en millions de dollars)					
Coût des services rendus au cours de l'exercice	10 \$	10 \$	8 \$	3 \$	3 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	16	15	15	3	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(17)	(16)	(14)	—	—	—
Amortissement du coût des services passés	—	—	—	—	(1)	(2)
Perte actuarielle comptabilisée	7	6	5	—	—	—
Coût net périodique des prestations	16 \$	15 \$	14 \$	6 \$	6 \$	5 \$

Environ 20 % du coût net périodique des prestations a été capitalisé dans les coûts de construction et le reste a été inclus dans les bénéfices de l'exercice considéré.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau suivant présente l'évolution des actifs des régimes de retraite et des obligations au titre des prestations comptabilisées aux actifs réglementaires ou au cumul des autres éléments du résultat étendu.

	Prestations de retraite					
	2012		2011		2010	
	Actifs réglementaires	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Actifs réglementaires	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Actifs réglementaires	Cumul des autres éléments du résultat étendu
	(en millions de dollars)					
(Gain actuariel) perte actuarielle de l'exercice considéré	30 \$	1 \$	25 \$	(2) \$	16 \$	1 \$
Amortissement du gain actuariel (de la perte actuarielle)	(7)	—	(5)	—	(5)	—
Total (du gain comptabilisé) de la perte comptabilisée	23 \$	1 \$	20 \$	(2) \$	11 \$	1 \$

	Avantages complémentaires de retraite		
	2012	2011	2010
	Actifs réglementaires	Actifs réglementaires	Actifs réglementaires
	(en millions de dollars)		
Coût (recouvrement du coût) des services passés	— \$	(2) \$	— \$
(Gain actuariel) perte actuarielle de l'exercice considéré	2	—	(1)
Amortissement (du gain actuariel) de la perte actuarielle	—	—	(1)
Amortissement du recouvrement du coût (du coût) des services passés	—	1	2
Total de la perte comptabilisée (du gain comptabilisé)	2 \$	(1) \$	— \$

Pour l'ensemble des régimes de retraite, nous amortissons les coûts des services passés de façon linéaire sur la période de service restante moyenne des employés qui devraient recevoir des prestations en vertu d'un régime. Nous amortirons des pertes nettes estimatives de 9 M\$ en les sortant des actifs réglementaires et moins de 0,5 M\$ de coûts des services passés en les sortant du cumul des autres éléments du résultat étendu pour les inclure dans le coût net périodique des prestations en 2013. La perte nette estimative liée aux régimes de retraite à prestations déterminées qui sera amortie en la sortant des autres actifs réglementaires pour être incluse dans les coûts nets périodiques au titre des prestations constituées en 2013 est inférieure à 1 M\$. Le recouvrement des services passés estimatif qui sera amorti est inférieur à 1 M\$.

Hypothèses moyennes pondérées utilisées pour déterminer les obligations au titre des prestations constituées aux 31 décembre	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011
	Taux d'actualisation	4,1 % - 4,3 %	4,9 % - 5,0 %	3,8 %
Taux de croissance de la rémunération	3,0 %	3,0 %	s. o.	s. o.

Hypothèses moyennes pondérées utilisées pour déterminer le coût net périodique au titre des prestations constituées pour les exercices clos les 31 décembre	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
	Taux d'actualisation	4,9 % - 5,0 %	5,5 % - 5,6 %	6,3 %	4,7 %	5,2 %
Taux de croissance de la rémunération	3,0 %	3,0 % - 5,0 %	3,0 % - 5,0 %	s. o.	s. o.	s. o.
Rendement prévu des actifs des régimes	7,0 %	7,0 %	7,5 %	7,0 %	5,1 %	5,6 %

Les coûts nets périodiques au titre des prestations constituées reposent sur diverses hypothèses et divers calculs, notamment le taux d'actualisation, le taux de croissance de la rémunération et le rendement prévu des actifs des régimes.

Nous recourons à diverses sources afin d'émettre l'hypothèse relative au taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes, notamment le modèle d'évaluation du rendement sur l'investissement. Le modèle utilisé présente la meilleure fourchette d'estimation possible sur une période de 20 ans allant du 25^e au 75^e percentile. Le modèle d'évaluation, servant à émettre l'hypothèse relative au taux de rendement global à long terme des actifs, se fonde uniquement sur les rendements futurs prévus. La méthode susmentionnée s'applique à l'ensemble des catégories d'actifs.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Des changements qui pourraient survenir au fil du temps à l'égard de ces hypothèses et calculs changeront les montants comptabilisés dans l'avenir à titre de coût net périodique au titre des prestations constituées. Les tendances en matière de taux de croissance présumé du coût des soins de santé se présentent comme suit :

	31 décembre	
	2012	2011
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	6,9 %	6,9 %
Niveau vers lequel baisse le taux tendanciel	4,5 %	4,5 %
Exercice au cours duquel le taux devrait se stabiliser	2027	2027

Les taux tendanciels du coût des soins de santé ont une incidence importante sur les montants présentés au titre des régimes de soins de santé. Une variation d'un point de pourcentage des taux tendanciels du coût des soins de santé aurait les incidences suivantes sur les montants comptabilisés au 31 décembre 2012 :

	Hausse d'un point de pourcentage	Baisse d'un point de pourcentage
	(en millions de dollars)	
Incidence sur l'ensemble constitué des prestations et des intérêts débiteurs	1 \$	(1) \$
Incidence sur l'obligation constituée au titre des avantages de retraite	6	(5)

ACTIFS AU TITRE DES RÉGIMES DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Actifs des régimes de retraite

Nous déterminons la juste valeur des actifs des régimes de retraite en date du 31 décembre, soit la date d'évaluation. La répartition des actifs des régimes de retraite, par catégorie d'actif, à la date d'évaluation, se présente comme suit :

Catégorie d'actif	Actif du régime de retraite de TEP		Actif des régimes de retraite d'UNS Gas et d'UNS Electric :	
	2012	2011	2012	2011
Titres de participation	50 %	49 %	56 %	55 %
Titres à revenu fixe	41	42	33	34
Titres immobiliers	7	7	11	11
Autres	2	2	—	—
Total	100 %	100 %	100 %	100 %

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Les tableaux suivants présentent les évaluations de la juste valeur des actifs des régimes de retraite, classés selon les niveaux de la hiérarchie de la juste valeur :

Évaluations de la juste valeur des actifs des régimes de retraite			
Au 31 décembre 2012			
Cours sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données observables importantes (niveau 2)	Données non observables importantes (niveau 3)	Total
(en millions de dollars)			
Catégorie d'actif			
Équivalents de trésorerie	1 \$	— \$	— \$
Titres de participation :			
États-Unis – grande capitalisation	—	71	—
États-Unis – faible capitalisation	—	15	—
Pays autres que les États-Unis	—	59	—
Revenu fixe	—	116	—
Titres immobiliers	—	8	13
Titres de participation privés	—	—	6
Total	1 \$	269 \$	19 \$

Évaluations de la juste valeur des actifs des régimes de retraite			
Au 31 décembre 2011			
Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
(en millions de dollars)			
Catégorie d'actif			
Équivalents de trésorerie	1 \$	— \$	— \$
Titres de participation :			
États-Unis – grande capitalisation	—	61	—
États-Unis – faible capitalisation	—	13	—
Pays autres que les États-Unis	—	47	—
Revenu fixe	—	101	—
Titres immobiliers	—	7	11
Titres de participation privés	—	—	4
Total	1 \$	229 \$	15 \$

Les équivalents de trésorerie de niveau 1 sont fondés sur les cours de marché observables et comprennent la juste valeur du papier commercial, des fonds du marché monétaire et des certificats de dépôt.

Les placements de niveau 2 comprennent des montants détenus dans des fonds d'actions regroupés, d'obligations américaines et de titres immobiliers. Les évaluations sont fondées sur les cours sur des marchés actifs pour des actifs détenus respectivement par chaque fonds.

Les placements immobiliers de niveau 3 ont été évalués au moyen de la valeur d'un indice immobilier. La valeur de l'indice immobilier a été établie en fonction des évaluations de 87 % des actifs immobiliers compris dans l'indice en 2012 et de 85 % de ceux compris dans l'indice en 2011.

Les fonds de titres de participation privés de niveau 3 sont classés en tant que fonds de fonds. Ils sont évalués selon les modèles d'évaluation des gestionnaires de fonds respectifs.

Les tableaux ci-dessus qui reflètent les évaluations de la juste valeur des actifs des régimes de retraite comprennent les actifs de niveau 2 pour le régime de retraite de UES de 14 M\$ au 31 décembre 2012 et de 10 M\$ au 31 décembre 2011.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Les tableaux suivants présentent un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs des régimes de retraite, classés au niveau 3 de la hiérarchie de la juste valeur. Aucun transfert n'a eu lieu vers le niveau 3 ou depuis le niveau 3.

	Exercice clos le 31 décembre 2012		
	Titres de participation privés	Titres immobiliers	Total
Solde au début de l'exercice, au 1^{er} janvier 2012	4 \$	11 \$	15 \$
Rendement réel des actifs des régimes :			
Actifs détenus à la date de clôture	1	2	3
Achats, ventes et règlements	1	—	1
Solde à la fin de l'exercice, au 31 décembre 2012	6 \$	13 \$	19 \$

	Exercice clos le 31 décembre 2011		
	Titres de participation privés	Titres immobiliers	Total
Solde au début de l'exercice, au 1^{er} janvier 2011	2 \$	10 \$	12 \$
Rendement réel des actifs des régimes :			
Actifs détenus à la date de clôture	—	1	1
Achats, ventes et règlements	2	—	2
Solde à la fin de l'exercice, au 31 décembre 2011	4 \$	11 \$	15 \$

Les sociétés UNS Gas et UNS Electric n'ont aucun actif de régimes de retraite classé au niveau 3 de la hiérarchie de la juste valeur.

Placements des régimes de retraite

Objectifs des placements

La répartition de l'actif est la méthode principale pour réaliser les objectifs de placement de chaque régime de retraite, tout en conservant un niveau de risque adéquat. Nous évaluerons l'incidence prévue sur les prestations de retraite de toute proposition de modification à la politique actuelle en matière de répartition des actifs. Les attentes en matière de rendement et les répercussions à long terme prévues du financement du promoteur des régimes de retraite seront examinées, dans le cadre du choix des politiques, afin de s'assurer qu'il est prévu que les actifs existants suffiront à respecter les obligations au titre des régimes. Nous prévoyons utiliser des politiques de répartition des actifs qui privilégient les titres de participation et les titres à revenu fixe, tout en conservant une certaine exposition aux fonds immobiliers et aux fonds de nature opportuniste. Au sein de la pondération à revenu fixe, des fonds à long terme peuvent servir en partie de couverture au risque de taux d'intérêt.

Gestion du risque

À la lumière des incertitudes et de la complexité entourant les marchés de placement, nous reconnaissons qu'il peut s'avérer difficile de réaliser les objectifs de placement. Nous reconnaissons également que nous devons prendre certains risques afin d'atteindre les objectifs de placement à long terme des régimes de retraite. Dans le cadre de l'établissement du niveau de tolérance au risque, nous prenons en compte les facteurs suivants ayant une incidence sur la tolérance au risque et les objectifs en matière de risques : la situation des régimes, la situation financière et la rentabilité du promoteur des régimes de retraite, les caractéristiques des régimes et les données sur le personnel. Nous avons déterminé que les régimes de retraite peuvent tolérer certaines fluctuations provisoires de leur valeur marchande et de leur taux de rendement dans le but d'atteindre des objectifs à long terme. TEP effectue un suivi de chaque portefeuille des régimes de retraite, comparativement à l'indice de référence, au moyen d'examen des placements trimestriels. Les examens comprennent une évaluation du rendement et des risques relatifs à toutes les catégories de placement et au portefeuille dans son ensemble. Il peut arriver que les gestionnaires de placements des régimes de retraite recourent à des instruments financiers dérivés aux fins de la gestion des risques ou dans le cadre de leur stratégie de placement. Des couvertures de devises peuvent également être utilisées à des fins défensives.

Relation entre les actifs des régimes de retraite et les obligations au titre des prestations constituées

La santé financière globale de chaque régime fait l'objet d'un suivi en comparant la valeur des obligations au titre des prestations (l'obligation au titre des prestations constituées et l'obligation au titre des prestations projetées) à la juste valeur des actifs et en examinant les variations au sein de chacun. La fréquence de ce suivi varie selon la disponibilité des données des régimes de retraite, mais elle est d'au moins une fois par année au moyen d'une évaluation actuarielle annuelle.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Pourcentages de répartition cibles

Les pourcentages de répartition cibles actuels pour les principales catégories d'actifs des régimes de retraite au 31 décembre 2012 sont présentés ci-après. Chaque régime de retraite tolère une variation de plus ou moins 2 % de ces cibles avant que les fonds soient automatiquement rééquilibrés.

	<u>Régime de TEP</u>	<u>Régime d'UES</u>	<u>Fiducie VEBA</u>
Revenu fixe	41 %	33 %	35 \$
États-Unis – grande capitalisation	24	28	43
Pays développés, autres que les États-Unis	15	17	13
Titres immobiliers	8	11	—
États-Unis – faible capitalisation	5	6	2
Pays émergents, autres que les États-Unis	5	5	5
Titres de participation privés	2	—	—
Trésorerie / bons du Trésor	—	—	2
Total	<u>100 %</u>	<u>100 %</u>	<u>100 %</u>

Descriptions des caisses de retraite

Pour chaque catégorie d'actif sélectionnée par le comité de retraite, notre conseiller en placement réunit un groupe de gestionnaires de fonds tiers et attribue une portion du placement total à chaque gestionnaire de fonds. Dans le cas de fonds de placements privés, notre conseiller transfère les fonds à un gestionnaire de placements privés qui les investit dans des fonds de tiers.

Actifs des régimes d'avantages complémentaires de retraite

Au 31 décembre 2012, la juste valeur des actifs de la fiducie de VEBA s'établissait à 7 M\$, dont 3 M\$ de placements à revenu fixe et 4 M\$ d'actions. Au 31 décembre 2011, la juste valeur des actifs de la fiducie de VEBA s'établissait à 5 M\$, dont 3 M\$ de placements à revenu fixe et environ 2 M\$ de fonds d'actions et de fonds du marché monétaire. Les actifs de la fiducie VEBA sont essentiellement classés au niveau 2. La fiducie VEBA ne compte pas d'actifs de niveau 3.

L'ESTIMATION DES VERSEMENTS FUTURS AU TITRE DES PRESTATIONS

TEP prévoit que les versements au titre des prestations suivants seront effectués dans le cadre des régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite, lesquels reflètent la prestation de services futurs, le cas échéant.

	<u>Prestations de retraite</u>	<u>Avantages complémentaires de retraite</u>
	(en millions de dollars)	
2013	15 \$	4 \$
2014	16	5
2015	16	5
2016	18	5
2017	20	5
Exercices 2018 à 2022	110	30

Le régime de retraite des employés syndiqués de TEP a été modifié en 2012 afin de permettre aux participants licenciés d'opter pour des prestations de retraite anticipée qui sont équivalentes à la valeur actuarielle des prestations de retraite de fin d'emploi du participant. L'incidence de la modification apportée sur les versements au titre des prestations futurs estimés susmentionnée était d'environ 5 M\$ au total. La modification n'a pas eu d'incidence importante sur l'obligation au titre des prestations de retraite.

UNS Gas et UNS Electric estiment que les versements annuels au titre des prestations dans le cadre des régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite seront d'environ 2 M\$ de 2013 à 2017 ainsi que de 9 M\$ de 2018 à 2022.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

RÉGIMES À COTISATIONS DÉTERMINÉES

Nous offrons un régime d'épargne à cotisations déterminées à tous les employés admissibles. L'*Internal Revenue Code* le qualifie de régime 401(k). Les participants transfèrent l'investissement provenant des cotisations à certains fonds dans leur compte qui peut inclure le UNS Energy stock fund. Nous jumelons une partie des cotisations du participant au régime. TEP a versé des cotisations au régime de 5 M\$ en 2012, 5 M\$ en 2011 et 4 M\$ en 2010. UNS Gas et UNS Electric ont versé des cotisations de moins de 1 M\$ pour chaque exercice en 2012, 2011 et 2010.

NOTE 10. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

En vertu du *2011 Omnibus Stock and Incentive Plan* d'UNS Energy (le «régime de 2011»), le comité de rémunération du conseil d'administration d'UNS Energy (le «comité de rémunération») peut attribuer divers types de rémunération fondée sur des actions, y compris des options sur actions, des unités d'actions temporairement incessibles et des actions fondées sur le rendement. Le nombre total d'actions qui peuvent être attribuées en vertu du régime de 2011 ne peut pas excéder 1,2 million d'actions.

OPTIONS SUR ACTIONS

Les options sur actions sont attribuées selon un prix d'exercice égal à la juste valeur marchande de l'action à la date d'attribution, comportent des droits qui s'acquièrent sur une période de trois ans, sont exerçables par tranche de un tiers à chaque date d'anniversaire de la date de l'attribution et arrivent à échéance au dixième anniversaire de la date d'attribution. La charge de rémunération est comptabilisée de façon linéaire sur la période de service pour le total de l'attribution selon la juste valeur de l'option à la date d'attribution, compte tenu des déchéances estimatives. En ce qui a trait aux droits attribués aux dirigeants admissibles à la retraite, la charge de rémunération est comptabilisée immédiatement.

Le tableau suivant présente un sommaire de l'activité portant sur les options sur actions :

(en milliers d'actions)	2012		2011		2010	
	Actions	Prix d'exercice moyen pondéré	Actions	Prix d'exercice moyen pondéré	Actions	Prix d'exercice moyen pondéré
Options sur actions						
En cours au début de l'exercice	581	29,11 \$	921	27,96 \$	1 598	24,50 \$
Attribuées	—	—	—	—	—	—
Exercées	(132)	26,54	(319)	25,60	(660)	19,33
Déchues/échues	(40)	37,88	(21)	31,92	(17)	37,88
En cours à la fin de l'exercice	409	29,09	581	29,11	921	27,96
Exerçables à la fin de l'exercice	409	29,09 \$	508	29,53 \$	654	28,70 \$
Valeur intrinsèque totale des options exercées (en milliers \$)		1 878 \$		3 690 \$		9 124 \$

	Au 31 décembre 2012
Valeur intrinsèque totale des options en cours (en milliers \$)	5 450 \$
Valeur intrinsèque totale des options exerçables (en milliers \$)	5 450 \$
Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des options en cours	5,2 ans
Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des options exerçables	5,2 ans

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau suivant présente un sommaire des options sur actions :

	Options en circulation			Options exerçables	
	Nombre d'actions (en milliers)	Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'actions (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré
Fourchette des prix d'exercice 26,11 \$ à 37,88 \$	409	5,2 ans	29,09 \$	409	29,09 \$

UNITÉS D' ACTIONS TEMPORAIREMENT INCESSIBLES ET ATTRIBUTIONS D' ACTIONS FONDÉES SUR LE RENDEMENT

Unités d'actions temporairement incessibles

Les actions et les unités d'actions temporairement incessibles sont généralement attribuées aux administrateurs externes. Les actions temporairement incessibles constituent une attribution d'actions qui peut être confisquée si les conditions particulières relatives à l'attribution ne sont pas satisfaites. Les unités d'actions constituent une unité de mesure sans droit de vote qui équivaut à une action ordinaire. Les administrateurs peuvent choisir de recevoir des unités d'actions au lieu d'actions temporairement incessibles. Les droits liés aux actions temporairement incessibles s'acquièrent généralement sur des périodes allant de un an à trois ans et sont réglés en actions ordinaires. Les droits liés aux unités d'actions s'acquièrent soit immédiatement, soit sur des périodes allant de un an à trois ans. Les droits liés aux unités d'actions temporairement incessibles s'acquièrent immédiatement en cas de décès, d'invalidité ou de départ à la retraite. Au mois de janvier suivant l'année où la personne n'est plus administrateur, les actions ordinaires liées aux droits acquis rattachés aux unités d'actions lui seront émises. La charge de rémunération correspond à la juste valeur marchande à la date d'attribution et est comptabilisée au cours de la période d'acquisition des droits. Les attributions d'unités d'actions non réglées dont les droits sont pleinement acquis ont droit à des équivalents de dividendes en fonction de la juste valeur marchande des actions ordinaires à la date de paiement du dividende.

Au total, 31 058 actions ordinaires en 2012, 56 705 actions ordinaires en 2011 et 14 866 actions ordinaires en 2010 ont été émises, sans contrepartie additionnelle dans les capitaux propres, la charge ayant déjà été comptabilisée sur la période d'acquisition des droits.

Le comité de rémunération a attribué au total les unités d'actions suivantes à des administrateurs externes :

- 2012 – 15 303 unités d'actions d'une juste valeur moyenne pondérée de 35,94 \$ par action;
- 2011 – 14 655 unités d'actions d'une juste valeur moyenne pondérée de 37,53 \$ par action;
- 2010 – 15 620 unités d'actions d'une juste valeur moyenne pondérée de 31,69 \$ par action.

Attributions d'actions fondées sur le rendement

En 2012, 2011 et 2010, le comité de rémunération a attribué des actions fondées sur le rendement à la haute direction. La moitié des attributions d'actions fondées sur le rendement sera réglée sous forme d'actions ordinaires en fonction d'une comparaison entre le rendement total cumulatif des capitaux propres d'UNS Energy et l'indice de l'Edison Electric Institute au cours de la période de rendement. La juste valeur de ces actions à la date d'attribution, sous réserve de la satisfaction de conditions relatives au marché, est fondée sur une simulation Monte-Carlo. La charge de rémunération est égale à la juste valeur à la date d'attribution et est comptabilisée au cours de la période d'acquisition des droits si la période de service est complétée, peu importe si le seuil est atteint. La moitié restante sera réglée sous forme d'actions ordinaires en fonction du bénéfice net cumulé au cours de la période de rendement. La juste valeur de ces actions aux dates d'attribution, sous réserve de la satisfaction des conditions relatives au rendement, est fondée sur les cours de clôture de l'action ordinaire aux dates d'attribution. La charge de rémunération est égale à la juste valeur à la date d'attribution et est comptabilisée au cours de la période de service requise seulement pour les attributions dont les droits sont éventuellement acquis. Les droits rattachés aux actions fondées sur le rendement s'acquièrent en fonction de l'atteinte de ces objectifs avant la fin de la période de rendement. Toute attribution dont les droits n'auront pas été acquis sera confisquée. Les actions fondées sur le rendement, dont les droits sont acquis, sont admissibles à des équivalents de dividendes au cours de la période de rendement.

Année d'attribution des droits	Période de rendement	Actions attribuées	Juste valeur à la date d'attribution	
			Conditions de marché	Conditions de rendement
2012	1 ^{er} janvier 2012 au 31 décembre 2014	80 140	32,71 \$	36,40 \$
2011	1 ^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013	80 440	33,73	36,58
2010	1 ^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2012	93 720	31,26	30,52

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Au 31 décembre 2012, à la clôture de la période de rendement triennal, les droits rattachés à 76 478 actions avaient été acquis, et les droits rattachés à 17 242 actions qui n'étaient pas acquis ont été confisqués. Les actions fondées sur le rendement dont les droits étaient acquis ont également cumulé des équivalents de dividendes totalisant 10 516 actions.

	Actions fondées sur le rendement		Unités d'actions temporairement inaccessibles	
	Actions (en milliers)	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution	Actions (en milliers)	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
Actions dont les droits n'étaient pas acquis au 1 ^{er} janvier 2012	153	32,85 \$	15	37,53 \$
Attribuées	80	34,56	15	35,94
Acquises	(77)	31,08	(15)	37,53
Confisquées	(11)	31,42	—	—
Actions dont les droits n'étaient pas acquis au 31 décembre 2012	145	34,83	15	35,94

CHARGE DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS (options sur actions, unités d'actions temporairement inaccessibles et actions fondées sur le rendement)

Sur une base annuelle, de 2010 jusqu'en 2012, UNS Energy a comptabilisé 3 M\$ en charge de rémunération fondée sur des actions, dont un montant de 2 M\$ provenait de TEP. Aucune rémunération fondée sur des actions n'a été capitalisée dans le coût d'un actif. La déduction fiscale réelle résultant de l'exercice de droits aux termes d'ententes de paiement fondé sur des actions a totalisé moins de 1 M\$ en 2012 et 3 M\$ en 2010. UNS Energy n'a pas réalisé de déduction fiscale résultant de l'exercice de droits aux termes d'ententes de paiement fondé sur des actions en 2011.

Au 31 décembre 2012, le coût total non comptabilisé de la rémunération fondée sur des actions dont les droits n'étaient pas acquis s'élevait à 2 M\$, lequel montant sera comptabilisé à titre de charge de rémunération au cours des périodes d'acquisition des droits restantes jusqu'en décembre 2014. Au 31 décembre 2012, le nombre d'actions attribuées mais pas encore émises, y compris les actions fondées sur le rendement cible, en vertu des régimes de rémunération fondée sur des actions, totalisait 1 M d'actions.

NOTE 11. ÉVALUATIONS DE LA JUSTE VALEUR

Nous classons nos actifs et nos passifs à la juste valeur selon les trois niveaux de la hiérarchie en fonction des données utilisées pour évaluer la juste valeur. Les données du niveau 1 sont les cours non ajustés des actifs et des passifs identiques sur un marché actif. Les données du niveau 2 comprennent les cours des actifs ou des passifs semblables, les cours sur des marchés inactifs et les modèles d'établissement des prix dont les données sont observables. Les données du niveau 3 sont non observables et soutenues par peu ou pas d'activité sur le marché.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Les tableaux suivants présentent, selon le niveau de la hiérarchie de la juste valeur, les actifs et les passifs d'UNS Energy et de TEP comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente. Ces actifs et ces passifs sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation de la juste valeur. Il n'y a pas eu de transfert entre les niveaux 1, 2 et 3 pour les périodes de présentation de l'information financière considérées.

	UNS Energy			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
	31 décembre 2012 (en millions de dollars)			
Actif				
Équivalents de trésorerie ¹	20 \$	— \$	— \$	20 \$
Placements de la fiducie Rabbi soutenant les régimes de rémunération différée et du RRSD ²	—	19	—	19
Contrats d'énergie ³	—	2	5	7
Total de l'actif	<u>20</u>	<u>21</u>	<u>5</u>	<u>46</u>
Passif				
Contrats d'énergie ³	—	(7)	(10)	(17)
Swaps de taux d'intérêt ⁴	—	(10)	—	(10)
Total du passif	<u>—</u>	<u>(17)</u>	<u>(10)</u>	<u>(27)</u>
Total de l'actif et du (passif), montant net	<u>20 \$</u>	<u>4 \$</u>	<u>(5) \$</u>	<u>19 \$</u>

	UNS Energy			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
	31 décembre 2011 (en millions de dollars)			
Actif				
Équivalents de trésorerie ¹	23 \$	— \$	— \$	23 \$
Placements de la fiducie Rabbi soutenant les régimes de rémunération différée et du RRSD ²	—	16	—	16
Contrats d'énergie ³	—	—	14	14
Total de l'actif	<u>23</u>	<u>16</u>	<u>14</u>	<u>53</u>
Passif				
Contrats d'énergie ³	—	(21)	(24)	(45)
Swaps de taux d'intérêt ⁴	—	(12)	—	(12)
Total du passif	<u>—</u>	<u>(33)</u>	<u>(24)</u>	<u>(57)</u>
Total de l'actif et du (passif), montant net	<u>23 \$</u>	<u>(17) \$</u>	<u>(10) \$</u>	<u>(4) \$</u>

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

	TEP			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
	31 décembre 2012 (en millions de dollars)			
Actif				
Équivalents de trésorerie ¹	7 \$	— \$	— \$	7 \$
Placements de la fiducie Rabbi soutenant les régimes de rémunération différée et du RRSD ²	—	19	—	19
Contrats d'énergie ³	—	1	2	3
Total de l'actif	<u>7</u>	<u>20</u>	<u>2</u>	<u>29</u>
Passif				
Contrats d'énergie ³	—	(3)	(2)	(5)
Swaps de taux d'intérêt ⁴	—	(10)	—	(10)
Total du passif	<u>—</u>	<u>(13)</u>	<u>(2)</u>	<u>(15)</u>
Total de l'actif et du (passif), montant net	<u>7 \$</u>	<u>7 \$</u>	<u>— \$</u>	<u>14 \$</u>

	TEP			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
	31 décembre 2011 (en millions de dollars)			
Actif				
Équivalents de trésorerie ¹	8 \$	— \$	— \$	8 \$
Placements de la fiducie Rabbi soutenant les régimes de rémunération différée et du RRSD ²	—	16	—	16
Contrats d'énergie ³	—	—	3	3
Total de l'actif	<u>8</u>	<u>16</u>	<u>3</u>	<u>27</u>
Passif				
Contrats d'énergie ³	—	(9)	(3)	(12)
Swaps de taux d'intérêt ⁴	—	(11)	—	(11)
Total du passif	<u>—</u>	<u>(20)</u>	<u>(3)</u>	<u>(23)</u>
Total de l'actif et du (passif), montant net	<u>8 \$</u>	<u>(4) \$</u>	<u>— \$</u>	<u>4 \$</u>

- ¹⁾ Les équivalents de trésorerie sont fondés sur les cours de marché observables et comprennent la juste valeur des fonds du marché monétaire et des certificats de dépôt. Ces montants sont inclus aux bilans dans les postes «Trésorerie et équivalents de trésorerie» et «Placements et autres biens – Autres ».
- ²⁾ Les placements de la fiducie Rabbi comprennent des montants détenus dans des fonds communs de placement et des fonds du marché monétaire se rapportant aux prestations au titre de la rémunération différée et au titre du RRSD. L'évaluation est fondée sur les cours négociés sur des marchés actifs. Ces placements sont inclus aux bilans dans le poste «Placements et autres biens – Autres ».
- ³⁾ Les contrats d'énergie comprennent des contrats de swaps sur le gaz (niveau 2), des options sur le gaz et l'électricité (niveau 3), des contrats d'achat et de vente d'électricité à terme (niveau 3) et des contrats d'achat d'électricité à terme indexés au prix du gaz (niveau 3) conclus afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie. Ces contrats sont inclus aux bilans dans les postes «Autres actifs» et «Instruments dérivés». Les techniques d'évaluation sont décrites ci-après. Voir la note 16.
- ⁴⁾ Les swaps de taux d'intérêt sont évalués en fonction de l'indice TIOL à trois mois ou à six mois ou de l'indice de swap municipal de la Securities Industry and Financial Markets Association. Ces swaps de taux d'intérêt sont inclus aux bilans dans le poste «Instruments dérivés».

Contrats d'énergie

Nous utilisons principalement l'approche par le marché en ce qui a trait aux évaluations de la juste valeur. Lorsque des données observables sont disponibles à l'égard de la quasi-totalité de la durée de l'actif ou du passif, telles que les dérivés de swaps sur le gaz évalués au moyen des cours du New York Mercantile Exchange ajustés pour tenir compte des écarts de la base, nous classons l'instrument dans le niveau 2. Nous classons les dérivés dans le niveau 3 lorsque nous utilisons un service d'évaluation pour l'ensemble des prix ou des prix publiés qui représentent un consensus entre un bon nombre de courtiers.

En ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz, nous obtenons des cours provenant de courtiers, d'intervenants importants du marché, d'activités de négociation ou de publications du secteur, et nous nous fions à notre propre expérience en matière d'établissement des prix fondée sur la négociation active sur le marché. Nous utilisons essentiellement un ensemble de cours pour l'électricité et le gaz et validons ensuite ces prix à l'aide d'autres sources. Nous croyons que les renseignements concernant le marché fournis reflètent bien les conditions du marché au moment et à la date indiqués.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Il est possible que les prix publiés des contrats d'énergie dérivés ne soient pas disponibles en raison de la nature des conditions des contrats de livraison telles que des blocs de temps non standard et des points de livraison non standard. Dans de tels cas, nous procédons à des ajustements en fonction de l'historique des rapports de la courbe des prix, du transport et des pertes en ligne.

Nous estimons la juste valeur de nos options en fonction du modèle d'évaluation des options de Black-Scholes-Merton qui comprend des données telles que la volatilité implicite, les corrélations, les taux d'intérêt et les courbes des cours à terme.

Nous tenons également compte de l'incidence du risque de crédit de la contrepartie en utilisant les taux de défaut et les taux de recouvrement courants et historiques, ainsi que notre propre risque de crédit en utilisant les données relatives aux swaps sur défaillance.

Nos évaluations à l'égard de l'importance d'une donnée particulière dans les évaluations de la juste valeur font appel au jugement et peuvent avoir une incidence sur l'évaluation des actifs et des passifs à la juste valeur et sur leur classement au sein de la hiérarchie de la juste valeur. Nous examinons les hypothèses sous-jacentes à nos contrats sur une base mensuelle.

Le tableau suivant fournit des informations quantitatives sur les données observables importantes dans le cadre des évaluations de la juste valeur du niveau 3 d'UNS Energy :

	Juste valeur au 31 décembre 2012		Fourchette des données non observables
	Actif	Passif	
	(en millions de dollars)		
Contrats à terme¹	4 \$	(10) \$	
Technique d'évaluation : approche par le marché			
Données non observables :			
Prix du marché par MWh			19,50 \$ - 56,24 \$
Contrats d'options²	1	—	
Technique d'évaluation : modèle d'évaluation des options			
Données non observables :			
Prix du marché par MWh			29,50 \$ - 46,00 \$
Volatilité des prix de l'électricité			30,38 % - 59,95 %
Prix du marché par MBTU			3,22 \$ - 3,84 \$
Volatilité des prix du gaz			29,32 % - 36,14 %
Contrats d'énergie de niveau 3	<u>5 \$</u>	<u>(10) \$</u>	

1) TEP détient des actifs de contrats à terme d'un montant de 1 M\$ et des passifs de contrats à terme d'un montant de 2 M\$.

2) Les contrats d'options sont liés aux activités de TEP.

Notre exposition au risque découlant des variations des données non observables susmentionnées est atténuée puisque nous présentons la variation de la juste valeur des dérivés de contrats d'énergie en tant qu'actif ou que passif réglementaire. Ceux-ci sont recouvrables au moyen des mécanismes du CAAEC ou du FAAG, ou en tant que composante des autres éléments du résultat étendu, plutôt que dans les états des résultats.

Les tableaux suivants présentent un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs et des passifs classés au niveau 3 de la hiérarchie de la juste valeur.

	Exercice clos le 31 décembre 2012	
	UNS Energy	TEP
	(en millions de dollars)	
Solde au 31 décembre 2011	(10) \$	— \$
Gains/(pertes) réalisé(e)s/latent(e)s comptabilisé(e)s dans :		
Actifs/passifs réglementaires nets – Instruments dérivés	(5)	1
Règlements	10	(1)
Solde au 31 décembre 2012	<u>(5)</u>	<u>—</u>
Total des gains/(pertes) attribuables à la variation des gains/(pertes) latent(e)s liée aux actifs/passifs toujours détenus à la fin de la période	<u>(1) \$</u>	<u>— \$</u>

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

	Exercice clos le 31 décembre 2011	
	UNS Energy	TEP
	Contrats d'énergie (en millions de dollars)	
Solde au 31 décembre 2010	(10) \$	1 \$
Gains/(pertes) réalisé(e)s/latent(e)s comptabilisé(e)s dans :		
Actifs/passifs réglementaires, montant net – Instruments dérivés	(9)	2
Autres éléments du résultat étendu	(1)	(1)
Règlements	10	(2)
Solde au 31 décembre 2011	<u>(10) \$</u>	<u>— \$</u>
Total des gains/(pertes) attribuables à la variation des gains/(pertes) latent(e)s liée aux actifs/passifs toujours détenus à la fin de la période	<u>(9) \$</u>	<u>— \$</u>

Instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur

La juste valeur correspond au prix auquel il serait possible de vendre un actif ou de transférer un passif sur le marché à la date d'évaluation. Nous utilisons les méthodes et hypothèses suivantes afin d'estimer la juste valeur de nos instruments financiers :

- Les valeurs comptables de nos actifs et passifs à court terme, y compris les échéances à court terme de la dette à long terme, ainsi que l'encours de nos ententes de crédit, car ces montants s'approchent de la juste valeur en raison de la nature à court terme de ces instruments financiers. Ces éléments ont été exclus du tableau ci-après.
- Pour les investissements dans des obligations au titre de contrats de location, nous calculons la valeur actualisée des flux de trésorerie résiduels à l'aide des taux courants du marché pour les instruments présentant des caractéristiques similaires telles que la notation de crédit et la durée jusqu'à l'échéance. Nous tenons également compte de l'incidence du risque lié au crédit de la contrepartie en utilisant les données du marché des swaps sur défaillance.
- Pour les investissements dans des participations au titre de contrats de location, nous estimons le prix auquel un investisseur pourrait atteindre son taux de rendement interne cible. Nos estimations tiennent compte : de la combinaison des capitaux empruntés et des capitaux propres qu'un investisseur utiliserait afin de financer l'achat, du coût des capitaux empruntés, du rendement requis des capitaux propres, ainsi que des taux d'imposition. Nos estimations présument que la valeur résiduelle est établie en fonction de l'évaluation de l'unité 1 de Springerville en 2011.
- Pour la dette à long terme, nous utilisons des cours du marché, lorsqu'ils sont disponibles, ou nous calculons la valeur actualisée des flux de trésorerie résiduels à la date du bilan. Afin de calculer la valeur actualisée, nous utilisons les taux courants du marché pour les obligations qui présentent des caractéristiques similaires telles que la notation de crédit et la durée jusqu'à l'échéance. Nous considérons que les montants en capital dus sur la dette à taux variable représentent des estimations raisonnables de leur juste valeur. Nous tenons également compte de l'incidence de notre propre risque de crédit en utilisant un taux de swaps sur défaillance.

L'utilisation de différentes méthodes d'estimation et/ou d'hypothèses de marché peut générer différentes estimations du montant de la juste valeur. La valeur comptable comptabilisée au bilan et les justes valeurs estimées de nos instruments financiers se présentent comme suit :

Hiérarchie de la juste valeur	31 décembre			
	2012		2011	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
	(en millions de dollars)			
Actif :				
Investissement de TEP dans des obligations au titre de contrats de location	Niveau 2	9 \$	9 \$	29 \$
Investissement de TEP dans des participations au titre de contrats de location	Niveau 3	36	23	37
Passif :				
Dette à long terme				
UNS Energy	Niveau 2	1 498	1 583	1 517
TEP	Niveau 2	1 223	1 271	1 080

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

TEP a détenu l'investissement dans des obligations au titre de contrats de location jusqu'à l'échéance en janvier 2013. Cet investissement était présenté au coût amorti, le coût d'acquisition ayant été ajusté pour tenir compte de l'amortissement de la prime et de l'escompte jusqu'à l'échéance.

La juste valeur de la dette à long terme de TEP a augmenté par rapport à l'exercice précédent en raison d'une modification de la méthode d'évaluation de la prime compensatoire appliquée aux obligations si ces dernières étaient rachetées par anticipation.

NOTE 12. RÉSULTAT PAR ACTION D'UNS ENERGY

Nous calculons le résultat de base par action en divisant le bénéfice net par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Sauf si un effet antidilutif est observé, le calcul du résultat dilué par action inclut l'incidence des actions qui pourraient être émises dans le cas d'exercice des options sur actions en cours, des actions qui seraient éventuellement émises en vertu d'attributions à base d'actions, ou des actions ordinaires qui résulteraient d'une conversion des billets de premier rang convertibles. Le numérateur dans le calcul du résultat dilué par action correspond au bénéfice net rajusté pour tenir compte de l'intérêt sur les billets convertibles de premier rang (après d'impôt) qui serait épargné si les billets restants, ceux qui ne sont pas encore convertis, étaient convertis en actions ordinaires.

Le tableau suivant présente les incidences des actions ordinaires ayant un effet potentiellement dilutif sur le nombre moyen pondéré d'actions :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en milliers de dollars)		
Numérateur :			
Bénéfice net	90 919 \$	109 975 \$	112 984 \$
Bénéfice provenant de la conversion supposée des billets convertibles de premier rang	1 100	4 390	4 390
Numérateur ajusté	<u>92 019 \$</u>	<u>114 365 \$</u>	<u>117 374 \$</u>
	(en milliers d'actions)		
Dénominateur :			
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation			
Actions ordinaires émises	40 212	36 780	36 200
Unités d'actions différées dont les droits sont entièrement acquis	150	129	123
Titres de participation	—	53	92
Nombre moyen pondéré total d'actions ordinaires en circulation et de titres de participation – de base	<u>40 362</u>	<u>36 962</u>	<u>36 415</u>
Facteurs de dilution			
Billets de premier rang convertibles	1 062	4 281	4 178
Options et actions pouvant être émises en vertu de régimes de rémunération à base d'actions	331	366	448
Nombre total des actions – dilué	<u>41 755</u>	<u>41 609</u>	<u>41 041</u>

Le tableau suivant montre le nombre d'options sur actions exclues du calcul du résultat dilué par action puisque le prix d'exercice de ces options était plus élevé que le prix moyen du marché de l'action ordinaire.

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en milliers d'actions)		
Options sur actions exclues du calcul du résultat dilué par action	<u>50</u>	<u>153</u>	<u>212</u>

Au cours du premier semestre de 2012, tous les billets de premier rang convertibles ont été convertis en actions ordinaires ou rachetés au comptant. Voir la note 6.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

NOTE 13. PLACEMENTS DE MILLENNIUM

En 2010, Millennium a comptabilisé une perte de valeur de 10 M\$, réduisant ainsi à zéro la valeur comptable de ses placements en titres de capitaux propres et ses placements comptabilisés au coût. Millennium a été informée de changements apportés à l'évaluation et de réductions du pourcentage de participation lorsque la viabilité de certains projets a été mise en péril et que le financement de ceux-ci n'a pu être complété. De plus, Millennium a vendu une filiale en propriété exclusive et a comptabilisé un gain de moins de 1 M\$. Les gains et les pertes ont été inclus dans les autres produits ou les autres charges dans les états des résultats d'UNS Energy. Millennium a aussi radié 3 M\$ d'actifs d'impôt reporté liés à ses placements.

En 2009, Millennium a vendu un placement dans des titres de capitaux propres, en contrepartie d'un paiement forfaitaire de 5 M\$ en 2009, ainsi qu'un billet garanti portant intérêt à 6 % d'une valeur de 15 M\$, dont elle a reçu le capital restant, soit 15 M\$, en 2012.

NOTE 14. PRISES DE POSITION EN COMPTABILITÉ RÉCEMMENT PUBLIÉES

Les prises de position en comptabilité récemment publiées suivantes n'ont pas encore été reflétées dans les états financiers :

- Le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié une prise de position en vertu de laquelle les entités seront tenues de fournir les montants bruts et nets des instruments et des transactions admissibles à la compensation à l'état de la situation financière (bilan) ou visés par un accord semblable à un accord général de compensation. De plus, cette prise de position prévoit que des informations soient fournies sur les garanties reçues ou versées relativement aux accords généraux de compensation. Nous devons nous conformer à cette prise de position au premier trimestre de 2013, et nous ne croyons pas que cela aura une incidence importante sur nos informations présentées.
- Le FASB a publié un règlement qui vient modifier les directives concernant les tests de dépréciation des immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée. Les entités auront l'option de procéder à une analyse qualitative afin de déterminer si les immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée ont subi une dépréciation. Si l'évaluation qualitative n'indique pas de dépréciation probable, l'entité ne sera pas tenue de procéder à un test de dépréciation quantitatif. Nous devons nous conformer à cette exigence au premier trimestre de 2013. Nous ne nous attendons toutefois pas à ce que cette prise de position ait une incidence importante sur nos états financiers puisque nos immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée, les crédits d'énergie renouvelable, sont actuellement recouvrables au moyen de la NER puisque nous utilisons les crédits d'énergie renouvelable afin de nous conformer aux exigences en matière de ressources renouvelables.
- Le FASB a décidé en décembre 2012 d'exiger de nouvelles informations concernant les éléments reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu. Les sociétés seront tenues de fournir, en un seul endroit, les montants reclassés à partir de chacune des composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu en fonction de sa source et des postes de l'état des résultats touchés par ce reclassement. Nous prévoyons présenter cette information par voie de note. Nous devons nous conformer à cette exigence au premier trimestre de 2013, et nous ne croyons pas que cela aura une incidence importante sur nos états financiers.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

NOTE 15. INFORMATIONS ADDITIONNELLES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Un rapprochement entre le bénéfice net et les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation est présenté dans le tableau ci-après :

	UNS Energy		
	2012	Exercices clos les 31 décembre	
		2011	2010
		(en milliers de dollars)	
Bénéfice net	90 919 \$	109 975 \$	112 984 \$
Ajustements apportés pour rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation			
Amortissement des immobilisations corporelles	141 303	133 832	128 215
Amortissement des immobilisations incorporelles	35 784	30 983	28 094
Amortissement inclus dans les charges de combustible et les charges d'exploitation et d'entretien	6 622	6 140	5 432
Amortissement des coûts reportés liés à la dette inclus dans les intérêts débiteurs	3 000	3 985	3 753
Provision pour les créances irrécouvrables	2 767	2 072	3 724
Utilisation des crédits d'énergie renouvelable aux fins de conformité	5 935	5 695	4 745
Impôts reportés	60 273	75 787	28 142
Provision pour moins-value à l'égard des actifs d'impôt reporté	(9)	(272)	7 510
Charge au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires à la retraite	21 856	21 202	19 688
Financement des prestations de retraite et des avantages complémentaires à la retraite	(29 058)	(28 775)	(27 742)
Charge au titre de la rémunération à base d'actions	2 573	2 599	2 751
Économie d'impôts excédentaires provenant de l'exercice d'options sur actions	(145)	—	(3 338)
Composante des capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction	(3 464)	(4 496)	(4 232)
Augmentation (diminution) afin de rendre compte du recouvrement de la CAAEC et du FAAG	32 246	(4 932)	(29 622)
Produits remboursés au titre de la charge de transition de marché libre	—	(35 958)	(10 095)
Radiation partielle de la ligne de transport entre Tucson et Nogales	4 668	—	—
Dommages-intérêts pour l'interruption à l'unité 3 de Springerville	2 050	—	—
Gain sur le règlement du litige d'El Paso Electric	—	(7 391)	—
Perte sur les placements de Millennium	—	—	9 936
Variations des actifs et des passifs qui ont généré (utilisé)			
Trésorerie, compte non tenu des variations présentées séparément			
Débiteurs	3 369	2 743	(8 851)
Matériaux et stocks de combustible	(39 429)	(20 864)	21 744
Créditeurs	595	8 792	2 661
Impôts sur les bénéfices	(11 557)	(2 739)	24 470
Intérêts courus à payer	6 922	14 344	14 354
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	(58)	2 857	2 442
Passifs réglementaires à court terme	(684)	2 644	2 788
Autres	11 631	19 097	7 367
Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation	348 109 \$	337 320 \$	346 920 \$

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

	TEP		
	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en milliers de dollars)		
Bénéfice net	65 470	85 334	108 260
Ajustements apportés pour rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation			
Amortissement des immobilisations corporelles	110 931	104 894	99 510
Amortissement des immobilisations incorporelles	39 493	34 650	32 196
Amortissement inclus dans les charges de combustible et les charges d'exploitation et d'entretien	5 384	4 509	3 855
Amortissement des coûts reportés liés à la dette inclus dans les intérêts débiteurs	2 227	2 378	2 146
Provision pour les créances irrécouvrables	1 871	1 447	2 506
Utilisation des crédits d'énergie renouvelable aux fins de conformité	5 071	5 190	4 245
Impôts reportés	45 232	59 309	24 897
Charge au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires à la retraite	19 289	18 816	17 454
Financement des prestations de retraite et des avantages complémentaires à la retraite	(25 899)	(25 878)	(25 672)
Charge au titre de la rémunération à base d'actions	2 029	2 027	2 131
Composante des capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction	(2 840)	(3 842)	(3 567)
Augmentation (diminution) afin de rendre compte du recouvrement de la CAAEC	31 113	(6 165)	(21 541)
Produits remboursés au titre de la charge de transition de marché libre	—	(35 958)	(10 095)
Radiation partielle de la ligne de transport entre Tucson et Nogales	4 484	—	—
Dommages-intérêts pour l'interruption à l'unité 3 de Springerville	2 050	—	—
Gain sur le règlement du litige d'El Paso Electric	—	(7 391)	—
Variations des actifs et des passifs qui ont généré (utilisé)			
Trésorerie, compte non tenu des variations présentées séparément			
Débiteurs	(871)	4 809	(5 156)
Matériaux et stocks de combustible	(38 384)	(19 789)	20 920
Créditeurs	1 115	14 561	(447)
Impôts sur les bénéfices	(11 421)	(5 582)	20 203
Intérêts à payer	8 055	14 268	14 431
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	905	2 282	1 469
Passifs réglementaires à court terme	(3 040)	303	2 500
Autres	5 655	18 122	12 238
Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation	267 919	268 294	302 483

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

TRANSACTIONS HORS TRÉSORERIE

En 2012, les transactions hors trésorerie suivantes ont eu lieu :

- UNS Energy a converti en actions ordinaires 147 M\$ des 150 M\$ de billets de premier rang convertibles alors en circulation. Voir la note 6.
- TEP a racheté 193 M\$ d'obligations exonérées d'impôt et a réémis des titres de créance par l'intermédiaire d'un fiduciaire. Puisque la trésorerie a circulé dans des comptes en fidéicommis, le rachat et la réémission de titres de créance ont donné lieu à une transaction hors trésorerie de TEP. Voir la note 6.

En 2010, les transactions hors trésorerie suivantes ont eu lieu :

- TEP a émis et racheté 37 M\$ d'obligations exonérées d'impôt par l'intermédiaire d'un fiduciaire. À la suite de cette transaction, TEP n'a pas reçu ou versé de trésorerie. Voir la note 6.
- TEP a déposé le produit provenant de l'émission d'obligations à revenu pour le développement industriel exonérées d'impôt de Pima County d'une valeur de 100 M\$ dans un fonds de construction géré par un fiduciaire. TEP y a prélevé des fonds lorsque des dépenses admissibles ont été engagées. Les 11 M\$ qui se trouvaient toujours dans le fonds de construction en date du 31 décembre 2010 ont eu une incidence sur les actifs et les passifs comptabilisés, mais n'ont pas entraîné de rentrées ou de sorties de trésorerie. TEP a prélevé le montant restant du fond de construction en mars 2011. Voir la note 6.

Ci-après sont présentées les autres activités d'investissement et de financement hors trésorerie qui ont eu une incidence sur les actifs et les passifs comptabilisés, mais qui n'ont pas entraîné de rentrées ou de sorties de trésorerie :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2012	2011	2010
	(en milliers de dollars)		
(Diminution)/augmentation des charges à payer liées aux centrales ¹	4 813 \$	(2 741) \$	8 514 \$
Coûts d'enlèvement liés aux mises hors service temporaires, montant net ²	35 983	31 626	4 592
Obligations liées aux contrats de location-acquisition ³	11 967	15 162	16 630
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ⁴	789	7 638	(1 872)
Paieement anticipé sur l'emprunt à terme garanti d'UED ⁵	—	—	3 188

- 1) Les ajouts hors trésorerie des centrales représentent les charges à payer relatives aux dépenses en immobilisations.
- 2) Les coûts d'enlèvement hors trésorerie liés aux mises hors service temporaires, montant net, représentent une charge à payer relative aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations qui n'a pas d'incidence sur les bénéfices.
- 3) La variation hors trésorerie des obligations liées aux contrats de location-acquisition représente les intérêts courus aux fins comptables en excédent des paiements d'intérêt.
- 4) Les ajouts hors trésorerie relativement aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les actifs capitalisés connexes représentent la révision des coûts estimés liés à la mise hors service d'immobilisations en raison du calendrier et des montants des obligations futures attendues liées à la mise hors service d'immobilisations.
- 5) Le paieement anticipé hors trésorerie de l'emprunt à terme d'UED représente des dépôts appliqués à des capitaux empruntés d'une valeur de 30 M\$.

NOTE 16. COMPTABILISATION DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET DES ACTIVITÉS DE COUVERTURE

Voir la note 1 pour la description de nos méthodes comptables connexes, ainsi que la note 11 pour l'information liée à la juste valeur des dérivés.

INCIDENCE FINANCIÈRE DES DÉRIVÉS

Couvertures de flux de trésorerie

UNS Energy et TEP avaient des passifs de 12 M\$ liés aux couvertures de flux de trésorerie au 31 décembre 2012, et de 14 M\$ au 31 décembre 2011. Le swap de contrats d'achat d'électricité de TEP en vertu duquel ces couvertures ont été conclues vient à échéance en 2015.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Les gains latents et les pertes latentes après impôt sur les activités de couverture de flux de trésorerie ainsi que les montants qui ont été reclassés dans les bénéfices sont présentés dans les états du résultat étendu. Les montants reclassés dans les bénéfices sont présentés dans les états des résultats dans les intérêts débiteurs sur la dette à long terme, les intérêts débiteurs sur les contrats de location-acquisition et la charge au titre des achats d'énergie. Les montants qui devraient être reclassés dans les bénéfices au cours des douze prochains mois sont estimés à 2 M\$.

Traitement réglementaire des dérivés sur marchandises

Tel qu'il est indiqué dans le tableau ci-après, nous présentons aux bilans, plutôt que dans les états du résultat étendu ou les états des résultats, les gains latents et les pertes latentes sur les contrats d'énergie qui sont recouvrables au moyen de la CAAEC ou du FAAG à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire.

	UNS Energy				TEP	
	2012		Exercices clos les 31 décembre		2011	2010
	2012	2011	2010	2012		
Augmentation (diminution) des actifs/passifs réglementaires	(21) \$	2 \$	— \$	(6) \$	2 \$	(4) \$

(en millions de dollars)

Les justes valeurs des actifs et passifs dérivés sont présentées dans le tableau suivant :

	UNS Energy		TEP	
	2012		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Actifs	7 \$	14 \$	4 \$	3 \$
Passifs	(15)	(43)	(4)	(9)
Actifs (passifs), montant net	(8) \$	(29) \$	— \$	(6) \$

(en millions de dollars)

Les actifs dérivés sont inclus dans les instruments dérivés et les autres actifs à long terme au bilan d'UNS Energy, et dans les autres actifs à court terme et les autres actifs à long terme au bilan de TEP.

Les pertes réalisées sur les swaps réglés sur le gaz qui sont entièrement recouvrables au moyen de la CAAEC ou du FAAG sont présentées dans le tableau suivant :

	UNS Energy				TEP	
	2012		Exercices clos les 31 décembre		2011	2010
	2012	2011	2010	2012		
Pertes réalisées sur les swaps sur le gaz	(22) \$	(19) \$	(23) \$	(10) \$	(7) \$	(9) \$

(en millions de dollars)

Au 31 décembre 2012, UNS Energy et TEP détenaient des contrats qui seront réglés d'ici le quatrième trimestre de 2015.

Autres dérivés sur marchandises

Le règlement de contrats d'achat et de vente d'électricité à terme qui ne donnent pas lieu à une livraison physique a été reflété dans les états financiers d'UNS Energy et de TEP de la manière suivante :

	UNS Energy				TEP	
	2012		Exercices clos les 31 décembre		2011	2010
	2012	2011	2010	2012		
Comptabilisé dans les ventes en gros ¹ :						
Contrats de vente d'électricité à terme	22 \$	41 \$	53 \$	5 \$	14 \$	27 \$
Contrats d'achat d'électricité à terme	(20)	(46)	(62)	(6)	(15)	(34)
Total des ventes et des achats qui ne donnent pas lieu à une livraison physique	2 \$	(5) \$	(9) \$	(1) \$	(1) \$	(7) \$

(en millions de dollars)

¹⁾ Les montants présentés antérieurement ont été révisés.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

VOLUMES TOUCHÉS PAR LES DÉRIVÉS

Au 31 décembre 2012, UNS Energy avait conclu des swaps sur le gaz totalisant 14 351 milliards de BTU (GBTU) et des contrats d'électricité totalisant 2 228 gigawattheures (GWh), alors que TEP avait conclu des swaps sur le gaz totalisant 6 158 GBTU et des contrats d'électricité totalisant 820 GWh. Au 31 décembre 2011, UNS Energy avait conclu des swaps sur le gaz totalisant 14 856 GBTU et des contrats d'électricité totalisant 3 147 GWh, alors que TEP avait conclu des swaps sur le gaz totalisant 6 855 GBTU et des contrats d'électricité totalisant 815 GWh.

AJUSTEMENT AU RISQUE DE CRÉDIT

Lorsque la juste valeur de nos contrats de dérivés est présentée comme un actif, cela signifie qu'une contrepartie est en dette envers nous, ce qui crée un risque de crédit. Nous prenons également en considération l'incidence de notre propre risque de crédit sur les instruments qui se trouvent en position de passif net. L'incidence du risque lié au crédit de la contrepartie et de notre propre risque de crédit sur la juste valeur des contrats de dérivés dont la valeur était positive était de moins de 0,5 M\$ aux 31 décembre 2012 et 2011.

CONCENTRATION DU RISQUE DE CRÉDIT

L'utilisation d'ententes contractuelles dans le but de gérer les risques associés aux variations des prix des marchandises énergétiques entraîne une exposition au risque de crédit en raison de la possibilité que l'une des contreparties ne puisse remplir ses obligations contractuelles. Nous concluons des contrats pour la livraison physique d'énergie et de gaz qui prévoient des recours en cas de non-exécution des contreparties. De plus, la volatilité des prix de l'énergie peut entraîner une importante exposition au risque de crédit des créances sur le marché de l'énergie, ainsi qu'un risque lié aux évaluations ultérieures de la juste valeur.

Nous possédons des ententes contractuelles concernant l'approvisionnement en énergie et les activités de couverture, et celles-ci comprennent des clauses obligeant chaque société à donner des garanties dans certaines circonstances. Ces circonstances comprennent : des expositions en sus des limites de crédit non garanties fournies par TEP, UNS Gas ou UNS Electric, des baisses de la notation de crédit, ou l'incapacité de respecter certains ratios financiers. Dans l'éventualité où de tels incidents de crédits devaient se produire, nous aurions à fournir des rehaussements de crédit sous la forme de trésorerie ou de lettre de crédit afin de garantir la totalité de notre exposition à ces contreparties.

Le tableau suivant présente la somme de la juste valeur de tous les instruments dérivés assortis de conditions liées au risque de crédit faisant l'objet d'un contrat dans une position de passif net au 31 décembre 2012. Il présente aussi les lettres de crédit émises ainsi que les garanties supplémentaires qui devront être fournies si les conditions liées au risque de crédit ne sont pas respectées.

	<u>UNS Energy</u>	<u>TEP</u>
	<u>31 décembre 2012</u>	
	(en millions de dollars)	
Position de passif net	36 \$	10 \$
Lettres de crédit	1	1
Garanties supplémentaires à fournir si les conditions liées au risque de crédit ne sont pas respectées	36	10

Au 31 décembre 2012, TEP avait 15 M\$ d'exposition de crédit liée à la solvabilité des autres contreparties relativement à ses activités de ventes en gros et de couverture de gaz, pour lesquelles deux contreparties représentaient chacune plus de 10 % du total de l'exposition au risque de crédit. UNS Electric et UNS Gas avaient moins de 1 M\$ d'exposition au risque de crédit liée aux contrats d'approvisionnement et de couverture.

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

NOTE 17. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES (NON AUDITÉ)

Nos informations financières trimestrielles ne sont pas auditées, mais comprennent toutefois, selon la direction, tous les ajustements nécessaires afin de présenter une image fidèle. Nos entreprises de services publics ont un caractère saisonnier. Les périodes de pointe pour les ventes de TEP et d'UNS Electric ont généralement lieu au cours de l'été, alors que les ventes d'UNS Gas atteignent leur sommet au cours de l'hiver. Par conséquent, les comparaisons entre trimestres au cours de l'exercice peuvent ne pas être représentatives de tendances générales ou indiquer des modifications de l'exploitation.

	UNS Energy			
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre
	(en milliers de dollars) (à l'exception des montants par action)			
2012				
Produits d'exploitation	315 387 \$	363 997 \$	434 108 \$	348 274 \$
Bénéfice d'exploitation	34 403	68 065	106 409	42 918
Bénéfice net	6 476	26 273	50 664	7 506
Résultat de base par action	0,17	0,65	1,22	0,18
Résultat dilué par action	0,17	0,64	1,21	0,18
2011				
Produits d'exploitation	338 177 \$	365 141 \$	441 557 \$	333 827 \$
Bénéfice d'exploitation	44 820	71 290	123 760	41 837
Bénéfice net	13 472	28 604	59 712	8 187
Résultat de base par action	0,37	0,77	1,61	0,22
Résultat dilué par action	0,35	0,71	1,46	0,22

Le résultat par action est calculé de manière indépendante pour chacun des trimestres présentés. Ainsi, la somme des montants trimestriels du résultat par action peut ne pas correspondre au total de l'exercice.

	TEP			
	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre
	(en milliers de dollars)			
2012				
Produits d'exploitation	223 978 \$	299 419 \$	366 910 \$	271 353 \$
Bénéfice d'exploitation	17 892	58 211	94 079	30 305
Bénéfice net (perte nette)	(1 461)	21 910	44 569	452
2011				
Produits d'exploitation	239 588 \$	295 233 \$	369 845 \$	251 720 \$
Bénéfice d'exploitation	27 792	62 497	111 479	27 640
Bénéfice net	4 704	25 158	53 912	1 560

UNS ENERGY, TEP ET FILIALES
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Les tableaux suivants présentent l'incidence sur les données trimestrielles des révisions des états des résultats d'UNS Energy qui ont été apportées au quatrième trimestre de 2012 (voir la note 1) :

	UNS Energy							
	2012							
	Trimestres clos les							
	31 mars		30 juin		30 septembre			
Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés			
(en milliers de dollars)								
État des résultats								
Produits d'exploitation	318 874 \$	315 387 \$	367 171 \$	363 997 \$	437 261 \$	434 108 \$		
Bénéfice d'exploitation ¹	34 395	34 403	68 059	68 065	106 409	106 409		
2011								
Trimestres clos les								
	31 mars		30 juin		30 septembre		31 décembre	
	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés
(en milliers de dollars)								
État des résultats								
Produits d'exploitation	344 766 \$	338 177 \$	369 673 \$	365 141 \$	450 947 \$	441 557 \$	344 129 \$	333 827 \$
Bénéfice d'exploitation ¹	44 820	44 820	71 290	71 290	123 760	123 760	41 802	41 837

¹⁾ Inclut des reclassements non importants des charges d'exploitation aux autres charges afin que la présentation soit conforme à celle de l'exercice considéré.

Annexe II – Comptes de contrepartie et comptes admissibles – UNS Energy

Description	Solde au début de l'exercice	Ajouts – Imputés au bénéfice	Déductions	Solde à la fin de l'exercice
Exercices clos les 31 décembre				
Réserve pour créances irrécouvrables ¹				
2012	16 \$	4 \$	13 \$	7 \$
2011	13 \$	5 \$	2 \$	16 \$
2010	13 \$	4 \$	4 \$	13 \$
Provision pour moins-value à l'égard des actifs d'impôt reporté ²				
2012	7 \$	— \$	— \$	7 \$
2011	8 \$	— \$	1 \$	7 \$
2010	— \$	8 \$	— \$	8 \$
Autres ³				
2012	6 \$			9 \$
2011	4 \$			6 \$
2010	2 \$			4 \$

¹⁾ TEP, UNS Gas et UNS Electric ont comptabilisé des ajouts dans la réserve pour créances irrécouvrables en fonction de leur expérience et des problèmes de recouvrement connus à l'égard de clients en particulier. Les déductions reflètent principalement les montants radiés parce qu'ils ont été jugés irrécouvrables, moins les montants recouverts. Ces montants comprennent les réserves pour les créances clients, les ventes en gros et les déséquilibres liés aux transferts en nature.

²⁾ Les actifs d'impôt reporté sont réduits à l'aide d'une provision pour moins-value lorsque, de l'avis de la direction, il est plus probable qu'improbable qu'une portion ou que la totalité des actifs d'impôt reporté ne soit pas réalisée. La direction croit qu'il est plus probable qu'improbable que nous ne puissions générer des gains en capital futurs suffisants pour utiliser les pertes en capital sous-jacentes à l'actif d'impôt reporté lié aux pertes d'un placement non réglementé. Par conséquent, une provision pour moins-value de 8 M\$ a été comptabilisée en réduction de l'actif d'impôt reporté au 31 décembre 2010.

³⁾ Comprennent principalement les réserves liées au contrôle fiscal des taxes de vente, des litiges et des dommages facturables à des tiers. Comme les autres réserves ne sont pas importantes prises individuellement, les ajouts et les déductions n'ont pas à être fournis.

Annexe II – Comptes de contrepartie et comptes admissibles – TEP

Description	Solde au début de l'exercice	Ajouts – Imputés au bénéfice	Dédutions	Solde à la fin de l'exercice
Exercices clos les 31 décembre				
Réserve pour créances irrécouvrables ¹				
2012	14 \$	3 \$	12 \$	5 \$
2011	11 \$	4 \$	1 \$	14 \$
2010	11 \$	3 \$	3 \$	11 \$
Autres ²				
2012	4 \$			8 \$
2011	3 \$			4 \$
2010	— \$			3 \$

(en millions de dollars)

- ¹⁾ TEP a comptabilisé des ajouts dans la réserve pour créances irrécouvrables en fonction de son expérience et des problèmes de recouvrement connus à l'égard de clients en particulier. Les déductions reflètent principalement les montants radiés parce qu'ils ont été jugés irrécouvrables, moins les montants recouverts. Ces montants comprennent les réserves pour les créances clients, les ventes en gros et les déséquilibres liés aux transferts en nature.
- ²⁾ Comprennent principalement les réserves liées au contrôle fiscal des taxes de vente, des litiges et des dommages facturables à des tiers. Comme les autres réserves ne sont pas importantes prises individuellement, les ajouts et les déductions n'ont pas à être fournis.

TEP n'a constaté aucune provision pour moins-value à l'égard des actifs d'impôt reporté pour les périodes présentées.

PARTIE 1 – INFORMATION FINANCIÈRE

RUBRIQUE 1. ÉTATS FINANCIERS

UNS ENERGY CORPORATION
ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS CONDENSÉS

Trois mois clos les 30 septembre 2013		2012		Neuf mois clos les 30 septembre 2013		2012	
(non audité)		(non audité)		(non audité)		(non audité)	
(en milliers de dollars)		(en milliers de dollars)		(en milliers de dollars)		(en milliers de dollars)	
(sauf les montants par action)		(sauf les montants par action)		(sauf les montants par action)		(sauf les montants par action)	
		Produits d'exploitation					
362 244 \$	353 473 \$	Ventes au détail d'électricité		868 523 \$	850 975 \$		
27 529	29 341	Ventes en gros d'électricité		92 581	88 469		
15 430	15 407	Ventes au détail de gaz		86 432	85 621		
31 838	35 887	Autres produits		86 863	88 427		
437 041	434 108	Total des produits d'exploitation		1 134 399	1 113 492		
		Charges d'exploitation					
85 102	92 873	Combustible		253 249	245 933		
67 429	57 085	Achats d'énergie		189 384	165 078		
8 061	4 500	Coûts de transport et autres coûts recouvrables au moyen de la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible		15 768	10 738		
(3 521)	18 076	Augmentation (diminution) afin de rendre compte du traitement du recouvrement relatif à la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible/au mécanisme d'ajustement pour achats de gaz		(6 814)	29 730		
157 071	172 534	Total du combustible et des achats d'énergie		451 587	451 479		
93 202	98 346	Exploitation et entretien		278 245	283 587		
38 204	35 145	Amortissement des immobilisations corporelles		111 175	105 319		
5 193	9 069	Amortissement des immobilisations incorporelles		21 600	26 845		
13 606	12 605	Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices		41 329	37 385		
307 276	327 699	Total des charges d'exploitation		903 936	904 615		
129 765	106 409	Bénéfice d'exploitation		230 463	208 877		
		Autres produits (déductions)					
2	340	Intérêts créditeurs		31	981		
2 044	1 011	Autres produits		5 545	3 855		
(438)	(752)	Autres charges		(1 817)	(1 508)		
731	581	Augmentation (diminution) de la juste valeur des placements		1 864	1 621		
2 339	1 180	Total des autres produits (déductions)		5 623	4 949		
		Intérêts débiteurs					
17 580	17 074	Dettes à long terme		53 534	53 811		
6 323	8 507	Contrats de location-acquisition		18 821	25 105		
230	692	Autres intérêts débiteurs		183	1 712		
(933)	(459)	Intérêts capitalisés		(2 352)	(1 646)		
23 200	25 814	Total des intérêts débiteurs		70 186	78 982		
108 904	81 775	Bénéfice avant impôts sur les bénéfices		165 900	134 844		
40 914	31 111	Charge d'impôts sur les bénéfices		51 947	51 430		
67 990 \$	50 664 \$	Bénéfice net		113 953 \$	83 414 \$		
		Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)					
41 650	41 446	De base		41 596	39 983		
42 028	41 863	Dilué		41 941	41 719		
		Résultat par action					
1,63 \$	1,22 \$	De base		2,74 \$	2,09 \$		
1,62 \$	1,21 \$	Dilué		2,72 \$	2,03 \$		
0,435 \$	0,43 \$	Dividendes déclarés par action		1,305 \$	1,29 \$		

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

UNS ENERGY CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS CONDENSÉS

Trois mois clos les 30 septembre 2013		2012		Neuf mois clos les 30 septembre 2013		2012	
(non audité)		(non audité)		(non audité)		(non audité)	
(en milliers de dollars)		(en milliers de dollars)		(en milliers de dollars)		(en milliers de dollars)	
Résultat étendu							
67 990 \$	50 664 \$	Bénéfice net		113 953 \$	83 414 \$		
Autres éléments du résultat étendu							
Variations nettes de la juste valeur des couvertures de flux trésorerie :							
685	370	déduction faite des impôts sur les bénéfices de (448) \$ et (244) \$		2 229	641		
déduction faite des impôts sur les bénéfices de (1 459) \$ et (421) \$							
Amortissement des prestations du régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (RRSD) :							
68	55	déduction faite des impôts sur les bénéfices de (42) \$ et (34) \$		205	219		
déduction faite des impôts sur les bénéfices de (127) \$ et (50) \$							
753	425	Total des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		2 434	860		
68 743 \$	51 089 \$	Total du résultat étendu		116 387 \$	84 274 \$		

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

UNS ENERGY CORPORATION
ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS CONDENSÉS

	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2013	2012
	(non audité)	
	(en milliers de dollars)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		
Rentrées provenant des ventes au détail d'électricité	912 098	894 195
Rentrées provenant des ventes en gros d'électricité	118 341	107 854
Rentrées provenant des ventes au détail de gaz	109 994	114 055
Rentrées provenant des unités d'exploitation 3 et 4 de Springerville	75 552	75 715
Rentrées provenant des ventes en gros de gaz	3 558	565
Intérêts reçus	516	2 884
Remboursements d'impôts sur les bénéfices reçus	—	307
Autres rentrées	23 514	18 810
Coûts de combustible payés	(218 712)	(239 397)
Coûts des achats d'énergie payés	(217 522)	(189 927)
Paiements de coûts d'exploitation et d'entretien	(199 939)	(207 780)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices payés, déduction faite des montants capitalisés	(124 782)	(128 513)
Salaires versés, déduction faite des montants capitalisés	(96 899)	(94 815)
Intérêts versés, déduction faite des montants capitalisés	(50 108)	(52 593)
Intérêts versés sur les contrats de location-acquisition	(21 698)	(27 895)
Impôts sur les bénéfices payés	(316)	—
Autres paiements au comptant	(8 563)	(5 327)
Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation	305 034	268 138
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(238 463)	(232 036)
Achat d'immobilisations incorporelles – Crédits d'énergie renouvelable	(20 429)	(7 554)
Dépôt – Fonds de remise en état de la mine San Juan	—	(1 107)
Autres sorties	—	(232)
Remboursement d'investissements dans des obligations au titre de contrats de location de Springerville	9 104	19 278
Trésorerie soumise à restrictions ayant fait l'objet d'une libération	4 500	—
Produit du billet à recevoir	—	12 500
Produit provenant des assurances pour les actifs de remplacement	—	2 875
Autres rentrées	6 625	14 484
Flux de trésorerie nets – Activités d'investissement	(238 663)	(191 792)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		
Produit d'emprunts en vertu de facilités de crédit renouvelables	130 000	342 000
Remboursements d'emprunts en vertu de facilités de crédit renouvelables	(100 000)	(346 000)
Paiements des obligations liées à des contrats de location-acquisition	(99 621)	(89 452)
Dividendes sur actions ordinaires payés	(54 146)	(51 852)
Produit de l'émission de titres de créance à long terme	—	149 513
Remboursements de la dette à long terme	—	(9 341)
Paiements des frais d'émission/de règlement de la dette	(1 022)	(3 349)
Produit de l'exercice d'options sur actions	2 724	3 529
Produit de l'émission d'actions ordinaires	408	—
Autres rentrées	4 721	2 935
Autres sorties	(962)	(718)
Flux de trésorerie nets – Activités de financement	(117 898)	(2 735)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(51 527)	73 611
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	123 918	76 390
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	72 391	150 001

Voir la note 10 pour les informations additionnelles sur les flux de trésorerie.
Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

UNS ENERGY CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS CONDENSÉS

	30 septembre 2013	31 décembre 2012
	(non audité)	
	(en milliers de dollars)	
ACTIF		
Centrales		
Centrales en service	5 114 426 \$	5 005 768 \$
Centrales visées par des contrats de location-acquisition	621 247	582 669
Travaux de construction en cours	211 100	128 621
Total des centrales	5 946 773	5 717 058
Moins dotation à l'amortissement cumulée	(1 966 801)	(1 921 733)
Moins dotation à l'amortissement cumulée des actifs visés par des contrats de location-acquisition	(509 712)	(494 962)
Total des centrales – Montant net	3 470 260	3 300 363
Investissements et autres biens		
Investissements dans des participations au titre de contrats de location	36 230	36 339
Autres	33 441	36 537
Total des investissements et autres biens	69 671	72 876
Actifs à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	72 391	123 918
Débiteurs – Clients	127 316	93 742
Débiteurs non facturés	55 730	53 568
Provision pour créances douteuses	(7 215)	(6 545)
Matériaux et fournitures	89 302	93 322
Stocks de combustible	44 458	62 019
Impôts reportés – à court terme	66 520	34 260
Actifs réglementaires – à court terme	52 709	51 619
Investissements dans des obligations au titre de contrats de location	—	9 118
Instruments dérivés	1 620	3 165
Autres	26 882	33 567
Total des actifs à court terme	529 713	551 753
Actifs réglementaires et autres		
Actifs réglementaires – à long terme	200 705	191 077
Instruments dérivés	752	3 801
Autres actifs	22 704	20 559
Total des actifs réglementaires et autres	224 161	215 437
Total de l'actif	4 293 805 \$	4 140 429 \$

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

Bilans consolidés condensés (suite)

UNS ENERGY CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS CONDENSÉS

	<u>30 septembre 2013</u>	<u>31 décembre 2012</u>
	<u>(non audité)</u>	
	(en milliers de dollars)	
STRUCTURE DU CAPITAL ET AUTRES PASSIFS		
Structure du capital		
Capitaux propres ordinaires	1 132 286 \$	1 065 465 \$
Obligations liées à des contrats de location-acquisition	130 088	262 138
Dette à long terme	1 505 536	1 498 442
Total de la structure du capital	<u>2 767 910</u>	<u>2 826 045</u>
Passifs à court terme		
Obligations à court terme en vertu de contrats de location-acquisition	169 060	90 583
Emprunts en vertu des facilités de crédit renouvelables	23 000	—
Créditeurs – Fournisseurs	91 615	107 740
Impôts et taxes courus à payer autres que les impôts sur les bénéfices	60 657	41 939
Charges de personnel courues à payer	26 000	24 094
Intérêts courus à payer	22 343	31 950
Passifs réglementaires – à court terme	56 987	43 516
Dépôts de clients	30 564	34 048
Instruments dérivés	12 988	14 742
Autres	14 521	10 517
Total des passifs à court terme	<u>507 735</u>	<u>399 129</u>
Crédits reportés et autres passifs		
Impôts reportés – à long terme	482 516	364 756
Passifs réglementaires – à long terme	297 699	279 111
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	141 997	159 401
Instruments dérivés	7 183	12 709
Autres	88 765	99 278
Total des crédits reportés et autres passifs	<u>1 018 160</u>	<u>915 255</u>
Engagements, éventualités et questions environnementales (note 4)		
Total de la structure du capital et des autres passifs	<u>4 293 805 \$</u>	<u>4 140 429 \$</u>

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

Bilans consolidés condensés (fin)

UNS ENERGY CORPORATION
ÉTATS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS CONDENSÉS

	<u>Actions ordinaires en circulation*</u>	<u>Actions ordinaires</u>	<u>Bénéfices accumulés (non audité)</u>	<u>Cumul des autres éléments du résultat étendu</u>	<u>Total des capitaux propres</u>
	(en milliers d'actions)		(en milliers de dollars)		
Soldes au 31 décembre 2012	41 344	882 138 \$	193 117 \$	(9 790) \$	1 065 465 \$
Résultat étendu :					
Bénéfice net de 2013 pour la période			113 953		113 953
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices de (1 586) \$				2 434	2 434
Total du résultat étendu					116 387
Dividendes, y compris les équivalents de dividendes en numéraire			(54 733)		(54 733)
Actions émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes	9	408			408
Actions émises en vertu des options sur actions	85	2 724			2 724
Actions émises en vertu d'attributions d'actions fondées sur le rendement	57	—			—
Autres		2 035			2 035
Soldes au 30 septembre 2013	41 495	887 305 \$	252 337 \$	(7 356) \$	1 132 286 \$

* UNS Energy a un capital autorisé de 75 millions d'actions ordinaires.

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS CONDENSÉS

Trois mois clos les 30 septembre 2013		2012				Neuf mois clos les 30 septembre 2013		2012	
(non audité)		(non audité)				(non audité)		(non audité)	
(en milliers de dollars)		(en milliers de dollars)				(en milliers de dollars)		(en milliers de dollars)	
				Produits d'exploitation					
310 632	\$	302 893	\$	Ventes au détail d'électricité	739 147	\$	716 993	\$	
26 563		25 448		Ventes en gros d'électricité	90 503		77 488		
34 044		38 569		Autres produits	93 603		95 826		
371 239		366 910		Total des produits d'exploitation	923 253		890 307		
				Charges d'exploitation					
82 065		88 402		Combustible	247 417		237 930		
42 477		27 576		Achats d'électricité	89 815		62 064		
4 940		1 914		Coûts de transport et autres coûts recouvrables au moyen de la CAAEC	7 535		4 277		
(7 992)		20 025		Augmentation (diminution) afin de rendre compte du traitement du recouvrement relatif à la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible	(5 079)		25 150		
121 490		137 917		Total du combustible et des achats d'énergie	339 688	\$	329 421	\$	
79 335		86 942		Exploitation et entretien	239 170		248 092		
30 311		27 644		Amortissement des immobilisations corporelles	87 729		82 656		
6 118		10 001		Amortissement des immobilisations incorporelles	24 393		29 621		
10 808		10 327		Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	32 916		30 325		
248 062		272 831		Total des charges d'exploitation	723 896		720 115		
123 177		94 079		Bénéfice d'exploitation	199 357		170 192		
				Autres produits (déductions)					
6		28		Intérêts créditeurs	14		97		
1 466		952		Autres produits	3 904		3 041		
(2 776)		(1 945)		Autres charges	(7 493)		(4 886)		
731		581		Augmentation (diminution) de la juste valeur des placements	1 864		1 621		
(573)		(384)		Total des autres produits (déductions)	(1 711)		(127)		
				Intérêts débiteurs					
13 848		13 268		Dettes à long terme	42 412		40 562		
6 323		8 507		Contrats de location-acquisition	18 821		25 105		
82		562		Autres intérêts débiteurs	(86)		1 338		
(644)		(361)		Intérêts capitalisés	(1 671)		(1 381)		
19 609		21 976		Total des intérêts débiteurs	59 476		65 624		
102 995		71 719		Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	138 170		104 441		
38 828		27 150		Charge d'impôts sur les bénéfices	41 737		39 423		
64 167	\$	44 569	\$	Bénéfice net	96 433	\$	65 018	\$	

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS CONDENSÉS

Trois mois clos les 30 septembre			Neuf mois clos les 30 septembre	
2013	2012		2013	2012
(non audité)			(non audité)	
(en milliers de dollars)			(en milliers de dollars)	
		Résultat étendu		
64 167 \$	44 569 \$	Bénéfice net	96 433 \$	65 018 \$
		Autres éléments du résultat étendu		
		Variations nettes de la juste valeur des couvertures de flux trésorerie :		
700	465	déduction faite des impôts sur les bénéfices de (458) \$ et (304) \$		
		déduction faite des impôts sur les bénéfices de (1 412) \$ et (584) \$	2 156	891
		Amortissement du RRSB :		
68	55	déduction faite des impôts sur les bénéfices de (42) \$ et (34) \$		
		déduction faite des impôts sur les bénéfices de (127) \$ et (50) \$	205	219
768	520	Total des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices	2 361	1 110
64 935 \$	45 089 \$	Total du résultat étendu	98 794 \$	66 128 \$

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS CONDENSÉS

	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2013	2012
	(non audité)	
	(en milliers de dollars)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		
Rentrées provenant des ventes au détail d'électricité	769 433	748 936
Rentrées provenant des ventes en gros d'électricité	107 997	89 902
Rentrées provenant des unités d'exploitation 3 et 4 de Springerville	75 552	75 715
Remboursement des charges de sociétés affiliées	17 639	16 783
Rentrées provenant des ventes en gros de gaz	3 209	153
Intérêts reçus	509	2 014
Remboursements d'impôts sur les bénéfices reçus	77	200
Autres rentrées	18 240	14 528
Coûts de combustible payés	(214 722)	(233 457)
Paiement de coûts d'exploitation et d'entretien	(193 290)	(200 569)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices payés, déduction faite des montants capitalisés	(97 419)	(99 249)
Coûts des achats d'électricité payés	(87 110)	(60 684)
Salaires versés, déduction faite des montants capitalisés	(80 964)	(77 820)
Intérêts versés, déduction faite des montants capitalisés	(36 671)	(35 728)
Intérêts versés sur les contrats de location-acquisition	(21 698)	(27 893)
Impôts sur les bénéfices payés	—	(1 796)
Autres sorties	(6 603)	(3 884)
Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation	254 179	207 151
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(180 451)	(196 429)
Achat d'actifs incorporels – Crédits d'énergie renouvelable	(17 552)	(6 436)
Dépôt – Fonds de remise en état de la mine San Juan	—	(1 107)
Remboursement d'investissements dans des obligations au titre de contrats de location de Springerville	9 104	19 278
Trésorerie soumise à restrictions ayant fait l'objet d'une libération	4 500	—
Produit provenant des assurances pour des actifs de remplacement	—	2 875
Autres rentrées	4 656	9 207
Flux de trésorerie nets – Activités d'investissement	(179 743)	(172 612)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		
Produit d'emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable	78 000	189 000
Remboursements d'emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable	(78 000)	(199 000)
Paiements des obligations liées à des contrats de location-acquisition	(99 621)	(89 452)
Dividendes versés à UNS Energy	(20 000)	—
Produit de l'émission de titres de créance à long terme	—	149 513
Remboursements de la dette à long terme	—	(6 535)
Paiements des frais d'émission/de règlement de titres de créance	(1 022)	(3 349)
Autres rentrées	1 976	1 292
Autres sorties	(726)	(530)
Flux de trésorerie nets – Activités de financement	(119 393)	40 939
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(44 957)	75 478
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	79 743	27 718
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	34 786	103 196

Voir la note 10 pour les informations additionnelles sur les flux de trésorerie.

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
BILANS CONSOLIDÉS CONDENSÉS

	30 septembre 2013	31 décembre 2012
	(non audité)	
	(en milliers de dollars)	
ACTIF		
Centrales		
Centrales en service	4 434 770 \$	4 348 041 \$
Centrales visées par des contrats de location-acquisition	621 247	582 669
Travaux de construction en cours	153 258	98 460
Total des centrales	5 209 275	5 029 170
Moins dotation à l'amortissement cumulée	(1 811 806)	(1 783 787)
Moins dotation à l'amortissement cumulée des actifs visés par des contrats de location-acquisition	(509 712)	(494 962)
Total des centrales – Montant net	2 887 757	2 750 421
Investissements et autres biens		
Investissements dans des obligations au titre de contrats de location	36 230	36 339
Autres	32 009	35 091
Total des investissements et autres biens	68 239	71 430
Actifs à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	34 786	79 743
Débiteurs – Clients	105 646	71 813
Débiteurs non facturés	46 240	33 782
Provision pour créances douteuses	(5 238)	(4 598)
Débiteurs – Montant à recevoir de sociétés affiliées	3 963	5 720
Matériaux et fournitures	76 255	80 377
Stocks de combustible	44 162	61 737
Impôts reportés – à court terme	69 985	37 212
Actifs réglementaires – à court terme	36 283	34 345
Investissements dans des obligations au titre de contrats de location	—	9 118
Instruments dérivés	1 047	2 230
Autres	20 605	32 163
Total des actifs à court terme	433 734	443 642
Actifs réglementaires et autres		
Actifs réglementaires – à long terme	186 626	178 330
Instruments dérivés	259	1 354
Autres actifs	17 525	15 869
Total des actifs réglementaires et autres	204 410	195 553
Total de l'actif	3 594 140 \$	3 461 046 \$

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

Bilans consolidés condensés (suite)

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
BILANS CONSOLIDÉS CONDENSÉS

	<u>30 septembre</u> <u>2013</u>	<u>31 décembre</u> <u>2012</u>
	<u>(non audité)</u>	
	(en milliers de dollars)	
STRUCTURE DU CAPITAL ET AUTRES PASSIFS		
Structure du capital		
Capitaux propres ordinaires	939 721 \$	860 927 \$
Obligations liées à des contrats de location-acquisition	130 088	262 138
Dette à long terme	1 223 536	1 223 442
Total de la structure du capital	<u>2 293 345</u>	<u>2 346 507</u>
Passifs à court terme		
Obligations à court terme en vertu de contrats de location-acquisition	169 060	90 583
Créditeurs – Fournisseurs	75 834	82 122
Créditeurs – Montant à payer aux sociétés affiliées	2 981	3 134
Impôts et taxes à payer autres que les impôts sur les bénéfices	50 465	33 060
Charges de personnel courues à payer	22 937	20 715
Intérêts courus à payer	20 503	26 965
Passifs réglementaires – à court terme	26 440	20 822
Dépôts de clients	21 251	24 846
Instruments dérivés	7 060	4 899
Autres	9 336	7 085
Total des passifs à court terme	<u>405 867</u>	<u>314 231</u>
Crédits reportés et autres passifs		
Impôts reportés – à long terme	421 621	319 216
Passifs réglementaires – à long terme	259 523	241 189
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	132 491	149 718
Instruments dérivés	4 950	10 565
Autres	76 343	79 620
Total des crédits reportés et autres passifs	<u>894 928</u>	<u>800 308</u>
Engagements, éventualités et questions environnementales (note 4)		
Total de la structure du capital et des autres passifs	<u>3 594 140 \$</u>	<u>3 461 046 \$</u>

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

Bilans consolidés condensés (fin)

TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY
ÉTATS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS CONDENSÉS

	<u>Actions ordinaires</u>	<u>Charges relatives aux capitaux propres</u>	<u>Bénéfices accumulés (déficit)</u> (non audité) (en milliers de dollars)	<u>Cumul des autres éléments du résultat étendu</u>	<u>Total des capitaux propres</u>
Soldes au 31 décembre 2012	888 971 \$	(6 357) \$	(12 157) \$	(9 530) \$	860 927 \$
Résultat étendu :					
Bénéfice net de 2013 pour la période			96 433		96 433
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices de (1 539) \$				2 361	2 361
Total du résultat étendu					98 794
Dividendes versés			(20 000)		(20 000)
Soldes au 30 septembre 2013	888 971 \$	(6 357) \$	64 276 \$	(7 169) \$	939 721 \$

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS – non audité

NOTE 1. PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS

UNS Energy Corporation (UNS Energy) est une société de portefeuille qui exerce ses activités par le truchement de trois sociétés de services publics réglementées : Tucson Electric Power Company (TEP); UNS Gas, Inc. (UNS Gas) et UNS Electric, Inc. (UNS Electric). Les mots «nous», «nos» et «notre» renvoient à UNS Energy et à ses filiales pris dans leur ensemble.

Nous préparons nos états financiers consolidés condensés selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis d'Amérique et les exigences de présentation de l'information financière intermédiaire de la Securities and Exchange Commission (SEC). Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas certains renseignements et notes requis par les PCGR et par la SEC pour la présentation des états financiers annuels. Ils doivent donc être lus à la lumière des états financiers consolidés et des notes présentés dans notre rapport annuel de 2012 sur formulaire 10-K.

Les états financiers consolidés condensés ne sont pas audités, mais de l'avis de la direction, ils comportent tous les ajustements récurrents nécessaires à une présentation fidèle des résultats pour les périodes intermédiaires présentées. Comme la météo et d'autres facteurs peuvent entraîner des variations saisonnières des ventes, nos résultats trimestriels ne sont pas représentatifs de nos résultats d'exploitation annuels. UNS Energy et TEP ont reclassé certains montants dans les états financiers pour rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice considéré.

RÉVISION DES ÉTATS DES RÉSULTATS D'UNS ENERGY DE LA PÉRIODE PRÉCÉDENTE

Au cours des trois premiers trimestres de 2012, nous avons présenté incorrectement les contrats de vente et d'achat d'UNS Electric qui n'ont pas donné lieu à une livraison physique d'énergie. Le montant brut des opérations a été présenté plutôt que le montant net. Cette erreur a entraîné une surévaluation des ventes en gros d'électricité et une surévaluation correspondante compensatoire des achats d'énergie dans les états des résultats de respectivement 3 M\$ et 10 M\$ pour les périodes de trois et neuf mois closes le 30 septembre 2012. Cette erreur n'a eu aucune incidence sur le bénéfice d'exploitation, le bénéfice net, les bénéfices accumulés ou les flux de trésorerie.

Nous avons évalué l'incidence de cette erreur sur les états financiers des périodes antérieures et avons conclu qu'elle n'était importante pour aucune de ces périodes. Toutefois, pour les postes de l'état des résultats pris isolément, cette erreur était importante. Par conséquent, conformément aux PCGR, nous avons révisé notre état des résultats de la période précédente comme suit :

	UNS Energy			
	Trois mois clos le 30 septembre 2012		Neuf mois clos le 30 septembre 2012	
	Montants présentés	Montants révisés	Montants présentés	Montants révisés
	(en milliers de dollars)		(en milliers de dollars)	
État des résultats				
Ventes en gros d'électricité	32 494 \$	29 341 \$	98 282 \$	88 469 \$
Achats d'énergie	60 238	57 085	174 891	165 078
Total du combustible et des achats d'énergie	175 687	172 534	461 292	451 479
Total des charges d'exploitation	330 852	327 699	914 428	904 615

PRISES DE POSITION EN COMPTABILITÉ RÉCEMMENT ADOPTÉES

En 2013, nous avons adopté les directives faisant autorité qui :

- exigent la présentation d'information relativement aux actifs et aux passifs dérivés compensatoires conformément aux PCGR. Voir la note 11.
- exigent la présentation d'information additionnelle à l'égard des montants reclassés hors des autres éléments du résultat étendu par composante. Voir la note 12.
- permettent à une entité d'effectuer une analyse qualitative pour déterminer si des tests de dépréciation additionnels sont nécessaires pour les immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée. En fonction de notre analyse qualitative, il n'existait aucune indication de dépréciation, nos seules immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée, les crédits d'énergie renouvelable (CER), étant actuellement recouvrables aux termes de la norme sur l'énergie renouvelable (NER), puisque nous utilisons les CER pour nous conformer aux exigences portant sur les ressources renouvelables de la norme.

NOTE 2. QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES

TARIFS ET RÉGLEMENTATION

L'Arizona Corporation Commission (ACC) et la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) régissent chacune une partie des pratiques comptables des sociétés de services publics et des tarifs utilisés par TEP, UNS Gas et UNS Electric. L'ACC régit les tarifs facturés aux clients de détail, l'emplacement des installations de production et de transport, l'émission de titres et les transactions avec les sociétés affiliées. La FERC régit les conditions et les prix des services de transport et des ventes en gros d'électricité.

ORDONNANCE TARIFAIRE 2013 DE TEP

En juin 2013, l'ACC a émis l'ordonnance tarifaire 2013 de TEP en réponse à la demande de révision de tarifs déposée par TEP en juillet 2012, laquelle est fondée sur une année témoin close le 31 décembre 2011. L'ordonnance tarifaire 2013 de TEP a approuvé les nouveaux tarifs en date du 1^{er} juillet 2013.

Les dispositions de l'ordonnance tarifaire 2013 de TEP comprennent, entre autres choses :

- une hausse des tarifs de base non liés au combustible supérieurs d'environ 76 M\$ aux produits de l'année témoin ajustés;
- une base tarifaire au coût initial (BTCl) d'environ 1,5 G\$ et une base tarifaire à la juste valeur (BTJV) d'environ 2,3 G\$;
- un rendement des capitaux propres de 10,0 %, un coût de la dette à long terme de 5,18 % et un coût de la dette à court terme de 1,42 % qui se sont traduits par un coût moyen pondéré du capital de 7,26 %;
- une structure du capital composée d'approximativement 43,5 % de capitaux propres, 56,0 % de dette à long terme et 0,5 % de dette à court terme;
- un rendement de 0,68 % sur l'augmentation de la juste valeur de la base tarifaire (soit la différence entre la BTCl et la BTJV d'environ 800 M\$);
- une révision des taux d'amortissement moyens, lesquels sont passés de 3,32 % à 3,0 % pour la centrale de production et de distribution, essentiellement en raison d'une révision des estimations de coûts d'enlèvement des actifs, qui aura pour effet de réduire la dotation à l'amortissement d'environ 11 M\$ par année;
- une entente par TEP d'essayer de recouvrer les coûts relatifs à la ligne de transport de Nogales auprès de la FERC avant de tenter de recouvrer les tarifs auprès de l'ACC.

L'ordonnance tarifaire 2013 de TEP comporte également les mécanismes de recouvrement des coûts suivants :

- un nouveau crédit relatif à la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible (CAAEC) de 0,001388 \$ par kWh à compter du 1^{er} juillet 2013. Le crédit tient compte de ce qui suit :
 - une réduction non récurrente du solde de la CAAEC, comptabilisée en juin 2013 à titre de hausse des charges de combustible, de 3 M\$ relativement à des crédits de soufre passés;
 - un transfert de 10 M\$, comptabilisé en juin 2013, du solde de la CAAEC à un nouvel actif réglementaire pour reporter les coûts du charbon relatifs au feu à la mine de San Juan. Ces coûts pourront être recouverts au moyen de la CAAEC lors du règlement d'assurance final.
- une modification du mécanisme de la CAAEC pour inclure le recouvrement des coûts de la chaux relatifs à la production, contrebalancé par les crédits de soufre.
- un mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables (RCFI) pour recouvrer certains coûts non liés au combustible relatifs aux pertes de ventes de kWh en raison des programmes en matière d'efficacité énergétique et de la production distribuée, sous réserve de l'approbation de l'ACC et un plafond de 1 % du total des produits de détail de TEP d'une année à l'autre. TEP prévoit que le taux de RCFI, qui touche le recouvrement des coûts de 2013, sera en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2014, lors de l'approbation des ventes de kWh perdues vérifiées par l'ACC.
- un mécanisme de facteur d'ajustement de conformité environnementale (FACE) visant à recouvrer certains coûts du capital liés à la conformité à la réglementation environnementale imposée par les gouvernements entre les demandes de révision de tarifs. Le taux du FACE est plafonné à 0,00025 \$ par kWh, soit environ 0,25 % du total des produits de détail de TEP, et sera facturé aux clients à compter de mai 2014 pour tous les coûts admissibles engagés entre août 2013 et décembre 2013.
- une disposition relative à l'efficacité énergétique qui comporte un budget pour l'année civile 2013 destiné aux programmes de financement soutenant les normes en matière d'efficacité de l'énergie électrique de l'ACC ainsi qu'une prime de rendement.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

DEMANDE DE RÉVISION DE TARIFS EN COURS D'UNS ELECTRIC

En décembre 2012, UNS Electric a déposé devant l'ACC une demande de révision de tarifs dans le cadre de l'ordonnance tarifaire 2010 d'UNS Electric. La demande de révision de tarifs déposée par UNS Electric est fondée sur une année témoin close le 30 juin 2012.

En septembre 2013, UNS Electric, le personnel de l'ACC et certaines autres parties à la demande de révision de tarifs en cours d'UNS Electric ont conclu une entente de règlement (entente de règlement de 2013 d'UNS Electric). L'entente de règlement de 2013 d'UNS Electric doit être approuvée par l'ACC avant que les nouveaux tarifs puissent entrer en vigueur.

Les modalités de l'entente de règlement de 2013 d'UNS Electric comprennent, mais ne sont pas limitées à :

- une hausse des tarifs de base non liés au combustible d'environ 3 M\$;
- une BTCI d'environ 213 M\$ et une BTJV d'environ 283 M\$;
- un rendement des capitaux propres de 9,50 % et un coût de la dette à long terme de 5,97 % qui se sont traduits par un coût moyen pondéré du capital de 7,83 %;
- un rendement de 0,50 % sur l'augmentation de la juste valeur de la base tarifaire (soit la différence entre la BTCI et la BTJV d'environ 70 M\$);
- une structure du capital composée d'environ 52,6 % de capitaux propres et 47,4 % de dette à long terme.

L'entente de règlement de 2013 d'UNS Electric comporte également les mécanismes de recouvrement des coûts suivants :

- un mécanisme de RCFI pour recouvrer les coûts non liés au combustible en raison des pertes de ventes de kWh découlant des programmes d'efficacité énergétique et de la production distribuée;
- un facteur d'ajustement applicable aux coûts de transport (FACT). Le FACT vise à recouvrer en temps voulu les coûts de transport liés à la prestation de services aux clients de détail.

FACTEUR D'AJUSTEMENT DES ACHATS DE GAZ D'UNS GAS

En octobre 2013, l'ACC a approuvé une hausse du crédit du facteur d'ajustement des achats de gaz (FAAG) existant, de 4,5 cents par unité thermique à 10 cents par unité thermique, afin de réduire le solde du FAAG présentant un montant recouvré en trop. Le nouveau crédit du FAAG sera en vigueur du 1^{er} novembre 2013 au 30 avril 2014. Au 30 septembre 2013, le solde du FAAG présentait un montant recouvré en trop de 17 M\$ par rapport aux coûts facturés aux clients.

ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Le tableau suivant présente les variations des actifs et passifs réglementaires depuis le 31 décembre 2012 :

	30 septembre 2013		31 décembre 2012	
	UNS Energy	TEP	UNS Energy	TEP
Actifs réglementaires – à court terme	53 \$	36 \$	52 \$	34 \$
Actifs réglementaires – à long terme ¹	201	187	191	178
Passifs réglementaires – à court terme ²	(57)	(26)	(44)	(21)
Passifs réglementaires – à long terme ³	(298)	(260)	(279)	(241)
Total des actifs (passifs) réglementaires, montant net	(101) \$	(63) \$	(80) \$	(50) \$

¹) L'augmentation du poste Actifs réglementaires – à long terme est attribuable à un actif réglementaire nouvellement créé essentiellement pour l'ajustement de la base des crédits d'impôts à l'investissement. Voir la note 6. Cet actif réglementaire ne génère pas de rendement et sera recouvré au moyen des tarifs futurs. Cette augmentation découle aussi de l'ajout des coûts de demande de révision de tarifs reportés qui ne génèrent pas de rendement et qui seront recouverts sur une période de quatre ans.

²) Le poste Passifs réglementaires – à court terme a enregistré une hausse en raison des coûts d'achat d'énergie recouverts en trop du fait du report des coûts du charbon relatifs au feu à la mine de San Juan dont il a déjà été question. L'actif réglementaire associé à ces coûts reportés ne génère pas de rendement et sera recouvré au moment du règlement final d'assurance.

³) La hausse du poste Passifs réglementaires – à long terme est imputable au recouvrement de montants au moyen des tarifs pour les coûts d'enlèvement des actifs futurs qui n'ont pas encore été engagés.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

INCIDENCES FUTURES DÉCOULANT DE L'ABANDON DES MÉTHODES COMPTABLES PROPRES AUX ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES

Si nos activités réglementées venaient à ne plus respecter les exigences de comptabilisation propre aux activités réglementées, nous devrions retirer nos actifs et passifs réglementaires en :

- radiant le solde des actifs réglementaires au moyen d'une charge et les passifs réglementaires au moyen d'un produit à l'état des résultats;
- reflétant les actifs réglementaires des régimes de retraite dans les autres éléments du résultat étendu.

Si nous avions arrêté d'appliquer les méthodes comptables propres aux activités réglementées au 30 septembre 2013 :

- TEP aurait comptabilisé un gain extraordinaire après impôts de 113 M\$ et une perte après impôts de 75 M\$ dans le cumul des autres éléments du résultat étendu;
- UNS Gas aurait comptabilisé un gain extraordinaire après impôts de 26 M\$ et une perte après impôts de 2 M\$ dans le cumul des autres éléments du résultat étendu;
- UNS Electric aurait comptabilisé un gain extraordinaire après impôts de 3 M\$ et une perte après impôts de 3 M\$ dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Même si les ordonnances réglementaires et les conditions du marché futures pouvaient avoir une incidence sur les flux de trésorerie, nos flux de trésorerie ne seraient pas touchés si nous cessions d'utiliser les méthodes comptables propres aux activités réglementées à l'égard de nos activités réglementées.

NOTE 3. SECTEURS D'ACTIVITÉ

Nous avons trois secteurs isolables passés régulièrement en revue par nos principaux responsables de l'exploitation afin d'évaluer la performance et de prendre des décisions d'exploitation.

- 1) TEP, entreprise de services publics d'électricité réglementée et notre plus importante filiale
- 2) UNS Gas, entreprise de services publics de distribution de gaz naturel réglementée
- 3) UNS Electric, entreprise de services publics d'électricité réglementée

Le tableau suivant présente les principales données financières de nos secteurs isolables :

	Secteurs isolables			Secteurs non isolables	Ajustements de rapprochement	UNS Energy consolidé
	TEP	UNS Gas	UNS Electric			
	(en millions de dollars)					
État des résultats						
Trois mois clos le 30 septembre 2013						
Produits d'exploitation – externes	367	\$ 16	\$ 54	\$ —	\$ —	\$ 437
Produits d'exploitation – intersectoriels ¹	4	2	—	4	(10)	—
Bénéfice net	64	(1)	5	—	—	68
Trois mois clos le 30 septembre 2012						
Produits d'exploitation – externes	362	\$ 16	\$ 56	\$ —	\$ —	\$ 434
Produits d'exploitation – intersectoriels ¹	5	2	—	5	(12)	—
Bénéfice net	45	—	6	—	—	51

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

	Secteurs isolables				Ajustements de rapprochement	UNS Energy consolidé
	TEP	UNS Gas	UNS Electric	Secteurs non isolables		
	(en millions de dollars)					
État des résultats						
Neuf mois clos le 30 septembre 2013						
Produits d'exploitation – externes	910 \$	90 \$	134 \$	— \$	— \$	1 134 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels ¹	13	3	1	12	(29)	—
Bénéfice net	96	6	11	1	—	114
Neuf mois clos le 30 septembre 2012						
Produits d'exploitation – externes	877 \$	89 \$	147 \$	— \$	— \$	1 113 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels ¹	13	4	1	14	(32)	—
Bénéfice net	65	5	14	(1)	—	83

¹⁾ Produits d'exploitation – intersectoriels : TEP comprend aussi les services dans la zone de contrôle fournis à UNS Electric selon le tarif approuvé par la FERC, les coûts communs (systèmes, installations, etc.) répartis entre les sociétés affiliées sur une base de coût causal et les ventes d'électricité à UNS Electric au prix du marché pour un tiers. Les secteurs non isolables comprennent surtout des services de lecture de compteurs et de la main-d'œuvre supplémentaire fournis par des sociétés affiliées non réglementées aux sociétés de services publics.

NOTE 4. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

Au 30 septembre 2013, nous avons pris les nouveaux engagements à long terme suivants en plus de ceux présentés dans notre rapport annuel de 2012 présenté sur formulaire 10-K.

ENGAGEMENTS DE TEP

	Engagements d'achat						
	2013	2014	2015	2016	2017	Par la suite	Total
	(en millions de dollars)						
Achats d'électricité, y compris le CAE renouvelable ¹	2 \$	18 \$	6 \$	4 \$	4 \$	58 \$	92 \$
Obligations liées aux contrats de location-acquisition ²	—	—	46	—	—	—	46
Primes fondées sur le rendement en vertu de la NER ³	1	1	1	1	1	7	12
Transport de combustible ⁴	4	5	5	5	5	1	25
Total des engagements d'achat	7 \$	24 \$	58 \$	10 \$	10 \$	66 \$	175 \$

¹⁾ Les coûts liés à l'achat d'électricité sont recouvrables auprès de la clientèle au moyen de la CAAEC. Une partie du contrat d'achat d'électricité (CAE) renouvelable est recouvrable au moyen de la CAAEC et le solde est recouvrable au moyen du tarif de la NER.

²⁾ Aux troisième et quatrième trimestres de 2013, TEP a pris des engagements d'achat de certains biens loués de l'unité 1 de Springerville. Voir la note 5.

³⁾ Les coûts liés aux primes fondées sur la performance aux termes de la NER sont recouvrables au moyen du tarif de la NER.

⁴⁾ Les coûts liés au transport de combustible sont recouvrables auprès de la clientèle au moyen de la CAAEC.

ENGAGEMENT D'UNS GAS

Contrats d'énergie à terme

UNS Gas a conclu de nouveaux contrats d'énergie à terme qui seront réglés d'ici 2016 à des prix par million de BTU (MBTU) fixes. Les obligations de paiement minimums d'UNS Gas à l'égard de ces contrats s'élèvent à 2 M\$ en 2014, à 3 M\$ en 2015 et à 2 M\$ en 2016.

Transport de combustible

UNS Gas a conclu des contrats de transport de gaz révisés en août 2013. UNS Gas prévoit que ses engagements augmenteront de 3 M\$ en 2013, de 9 M\$ par année de 2014 à 2016, de 10 M\$ en 2017 et de 56 M\$ par la suite.

ENGAGEMENT D'UNS ELECTRIC

Contrats d'achat d'électricité

UNS Electric a pris de nouveaux engagements d'achat d'électricité à terme qui seront réglés d'ici 2015 à des prix fixes par MWh. Les obligations de paiement minimums d'UNS Electric s'élèvent à 1 M\$ en 2014 et à 4 M\$ en 2015.

ÉVENTUALITÉS POUR TEP

Réclamation associée à la centrale de San Juan

San Juan Coal Company (SJCC) exploite une mine de charbon souterraine dans une région où certains producteurs gaziers détiennent des contrats de location avec le gouvernement fédéral, l'État du Nouveau-Mexique et des parties privées visant l'exploitation du pétrole et du gaz. Ces producteurs gaziers allèguent que la mine de SJCC nuit à leurs activités, réduisant la quantité de gaz naturel qu'ils peuvent extraire. SJCC a versé un dédommagement à certains de ces producteurs à l'égard de toute production restante des puits considérés suffisamment près de la mine pour justifier qu'ils soient bouchés et abandonnés. Ces dédommagements ne règlent cependant pas toutes les réclamations éventuelles pouvant provenir des producteurs gaziers de la région. TEP détient une participation de 50 % dans les unités 1 et 2 de la centrale de San Juan (San Juan), ce qui représente environ 20 % de la capacité de production totale de San Juan, et est responsable de sa quote-part de tout règlement. TEP n'est pas en mesure d'estimer l'incidence de toute réclamation future pouvant provenir des producteurs gaziers sur le coût du charbon à San Juan.

En août 2013, le Bureau of Land Management (BLM) a proposé des règlements qui, parmi autres choses, redéfinissent le terme «mine souterraine» pour en exclure les activités d'abattage sur paroi haute et imposer des redevances d'exploitation de mines de charbon à ciel ouvert plus élevées relativement à l'abattage sur paroi haute. SJCC a utilisé les techniques d'abattage sur paroi haute à ses mines à ciel ouvert avant de commencer l'exploitation de mines souterraines en janvier 2003. Si les règlements proposés entrent en vigueur, SJCC pourrait devoir payer des redevances additionnelles sur le charbon livré à San Juan entre août 2000 et janvier 2003 qui totaliseraient environ 5 M\$, la quote-part de TEP s'élevant à environ 1 M\$. TEP n'est pas en mesure de prédire l'issue des règlements proposés par le BLM.

Poursuite associée à la centrale de Four Corners

En octobre 2011, au nom de plusieurs organismes environnementaux, EarthJustice a intenté devant la Cour de district des États-Unis pour le district du Nouveau-Mexique une poursuite contre Arizona Public Service Company (APS) et les autres participants de la centrale de Four Corners (Four Corners), invoquant des violations des dispositions relatives à la prévention de la détérioration importante de la *Clean Air Act* à Four Corners. En janvier 2012, EarthJustice a modifié sa poursuite pour invoquer des violations des *New Source Performance Standards* par suite du remplacement d'équipements à la centrale. Les demandeurs réclament entre autres que la Cour rende une ordonnance dans le but de faire cesser les activités à Four Corners jusqu'à ce que les permis requis relativement à la prévention de la détérioration importante soient délivrés, et que soient versées des amendes administratives, dont un projet d'atténuation efficace des impacts. En avril 2012, APS a déposé auprès de la Cour des requêtes en rejet pour toutes les réclamations d'EarthJustice dans le cadre de sa poursuite modifiée. Toutes les parties ont déposé une requête conjointe en suspension des procédures jusqu'au 1^{er} décembre 2013.

TEP détient une participation de 7 % dans les unités 4 et 5 de Four Corners, et est responsable de sa quote-part de tout passif qui en découle. TEP ne peut prédire l'issue des réclamations à l'endroit de Four Corners et, en raison de la nature générale des réclamations et de la nature et de la portée indéterminées de la demande d'injonction présentée dans le cadre de cette poursuite, TEP ne peut estimer l'étendue de la fourchette de la perte à l'heure actuelle. TEP a comptabilisé des pertes estimatives de moins de 1 M\$ en 2011 relativement à cette poursuite en fonction de sa quote-part d'une offre de règlement visant à la résoudre.

En mai 2013, le Taxation and Revenue Department du Nouveau-Mexique a émis un avis de cotisation pour la taxe de séparation liée au charbon, les pénalités et les intérêts totalisant 30 M\$ au fournisseur de charbon de Four Corners. L'agent d'exécution du fournisseur de charbon et de Four Corners prévoit contester la validité de l'avis de cotisation au nom des participants à Four Corners qui seraient responsables de leur quote-part de tout passif qui en découle. La quote-part de TEP de la cotisation, fondée sur sa participation dans Four Corners, s'élève à environ 1 M\$. TEP n'est pas en mesure de prédire le dénouement ni le moment du dénouement de ces questions.

Remise en état relative à la fermeture des mines aux centrales non exploitées par TEP

TEP paie continuellement des coûts de remise en état relativement aux mines de charbon qui fournissent les centrales dans lesquelles elle détient une participation, mais qu'elle n'exploite pas. TEP est responsable d'une partie des coûts de remise en état finale lors de la fermeture des mines desservant Navajo, San Juan et Four Corners. La quote-part de TEP des coûts de remise en état devrait s'élever à 27 M\$ à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2016 et 2019. Le passif au titre de la remise en état (valeur actuelle des obligations futures) comptabilisé s'élevait à 18 M\$ au 30 septembre 2013 et à 16 M\$ au 31 décembre 2012.

Les montants comptabilisés au titre de la remise en état finale sont fondés sur diverses hypothèses, dont l'estimation des coûts de remise en état, les dates auxquelles la remise en état finale aura lieu et le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé pour actualiser les obligations futures. Au fur et à mesure que ces hypothèses changeront, TEP ajustera prospectivement les charges relatives à la remise en état finale sur la durée résiduelle des contrats d'approvisionnement en charbon. TEP ne croit pas que la comptabilisation de ses obligations en matière de remise en état finale aura une incidence importante sur elle au cours de toute année donnée, car la comptabilisation aura lieu pendant la durée résiduelle de ses contrats d'approvisionnement en charbon.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

La CAAEC de TEP permet de refacturer aux clients la majorité des coûts du combustible, y compris les coûts de remise en état finale. Par conséquent, TEP classe ces coûts à titre d'actif réglementaire en augmentant cet actif et l'obligation au titre de la remise en état sur la durée résiduelle des contrats d'approvisionnement en charbon selon la méthode de la comptabilité d'exercice, et en recouvrant l'actif réglementaire au moyen de la CAAEC lorsque les coûts de remise en état sont payés aux fournisseurs de charbon.

Ligne de transport entre Tucson et Nogales

TEP et UNS Electric sont parties à un accord d'aménagement de projet visant la construction conjointe d'une ligne de transport de 60 milles entre Tucson et Nogales, en Arizona. Ce projet a été entrepris en réponse à une demande de l'ACC à l'endroit d'UNS Electric d'améliorer la fiabilité du service de livraison d'électricité à Nogales. TEP et UNS Electric prévoient abandonner le projet en raison du coût de la ligne de 345 kV proposée, de la difficulté à s'entendre avec le service des forêts sur le tracé de la ligne et de l'acceptation par l'ACC des plans de transport récents déposés par TEP et UNS Electric appuyant l'élimination de ce projet. Dans le cadre de l'ordonnance tarifaire 2013 de TEP, celle-ci a accepté de tenter de recouvrer les coûts du projet auprès de la FERC avant de tenter de les recouvrer auprès de l'ACC. Voir la note 2. En 2012, TEP a comptabilisé un actif réglementaire de 5 M\$ et UNS Electric, un actif réglementaire de 0,2 M\$ à l'égard du solde dont le recouvrement était jugé probable.

DÉNOUEMENT D'ÉVENTUALITÉS DE TEP

Interruption à l'unité 3 de la centrale de Springerville

TEP a versé 2 M\$ à Tri-State Generating and Transmission Association, Inc. (Tri-State) en mars 2013 en raison d'une interruption à l'unité 3 de Springerville survenue en 2012. En juillet 2012, TEP a comptabilisé une perte avant impôts découlant du non-respect de certaines exigences liées à la disponibilité conformément aux modalités de son entente d'exploitation avec Tri-State.

QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

Réglementation environnementale

L'Agence de protection de l'environnement (EPA) des États-Unis limite la quantité de dioxyde de soufre (SO₂), d'oxyde d'azote (NO_x), de matières particulaires, de mercure et d'autres émissions rejetés dans l'atmosphère par les centrales électriques. TEP pourrait engager des coûts additionnels afin de se conformer aux modifications futures des lois fédérale et étatiques en matière d'environnement, de règlements et d'exigences en matière de permis. Le fait de se conformer à ces modifications pourrait réduire l'efficacité opérationnelle. TEP estime qu'elle recouvrera le coût de la conformité environnementale auprès des abonnés.

Exigences relatives aux polluants atmosphériques dangereux

La *Clean Air Act* exige que l'EPA établisse des normes d'émission pour les polluants atmosphériques dangereux compte tenu des technologies de contrôle raisonnablement disponibles. En février 2012, l'EPA a publié les règles finales pour l'établissement des normes qui imposent des limites pour l'émission de mercure et d'autres polluants atmosphériques dangereux par les centrales électriques.

Navajo

Selon les normes de l'EPA, Navajo pourrait avoir besoin d'équipement de contrôle des émissions de mercure et de matières particulaires d'ici 2015. La quote-part de TEP du coût en capital estimatif de cet équipement est de moins de 1 M\$ pour le contrôle du mercure, et d'environ 43 M\$ si des installations de dépoussiérage sont nécessaires au contrôle des particules. L'exploitant de Navajo procède actuellement à l'analyse du besoin d'installations de dépoussiérage selon divers scénarios réglementaires qui seront touchés par les règlements définitifs relatifs à la meilleure technologie disponible contre la brume sèche lorsqu'ils seront publiés. TEP s'attend à ce que sa quote-part des charges d'exploitation annuelles pour le contrôle du mercure et les installations de dépoussiérage s'élève à moins de 1 M\$ chacun.

San Juan

TEP croit que les contrôles d'émission actuels de San Juan satisferont aux normes définitives de l'EPA.

Four Corners

Selon les normes définitives de l'EPA, Four Corners pourrait avoir besoin d'équipement de contrôle des émissions de mercure d'ici 2015. La quote-part de TEP du coût en capital estimatif de cet équipement est de moins de 1 M\$. TEP s'attend à ce que sa quote-part des charges d'exploitation annuelles pour le contrôle des émissions de mercure s'élèvent à moins de 1 M\$.

Centrale de Springerville

Selon les normes définitives de l'EPA, la centrale de Springerville (Springerville) pourrait avoir besoin d'équipement de contrôle des émissions de mercure d'ici 2015. Le coût en capital estimatif de cet équipement pour les unités 1 et 2 de Springerville s'élève à environ 5 M\$. TEP s'attend à ce que les charges d'exploitation annuelles pour le contrôle des émissions de mercure s'élèvent à environ 3 M\$.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

Centrale de Sundt

TEP croit que les normes définitives de l'EPA auront peu d'incidence sur les dépenses en immobilisations à la centrale de Sundt (Sundt).

Règlements régionaux contre la brume sèche

Les règlements régionaux contre la brume sèche de l'EPA exigent des contrôles d'émission, soit la meilleure technologie disponible, pour certaines installations industrielles émettant des polluants atmosphériques qui réduisent la visibilité. Les règlements demandent que chaque État établisse des objectifs et des stratégies en matière de réduction des émissions afin d'améliorer la visibilité dans les parcs nationaux et les aires de nature sauvage. Les États doivent soumettre ces objectifs et stratégies à l'EPA pour approbation. Puisque Navajo et Four Corners sont situées sur la réserve indienne de Navajo, elles ne sont pas soumises à la surveillance de l'État. L'EPA surveille la planification en matière de brume sèche pour ces centrales.

Le fait de se conformer aux exigences de l'EPA en matière de meilleure technologie disponible, ainsi qu'à d'autres règlements environnementaux futurs, pourrait rendre impossible la poursuite d'activités rentables aux centrales de Navajo, San Juan et Four Corners, ou le maintien de participations dans ces centrales par des propriétaires individuels. TEP n'est pas en mesure de prédire le dénouement de ces questions.

Navajo

En janvier 2013, l'EPA a proposé des mesures relatives à la meilleure technologie disponible, lesquelles exigeraient l'installation d'un système de réduction catalytique sélective dans les trois unités de Navajo d'ici 2023. En juillet 2013, SRP ainsi que d'autres parties prenantes, notamment les organismes gouvernementaux, les organismes environnementaux et les représentants tribaux touchés, ont soumis à l'EPA une entente selon laquelle ils atteindraient des réductions d'émissions de NOx plus élevées que celles proposées par le règlement relatif à la meilleure technologie disponible de l'EPA. En septembre 2013, l'EPA a publié une proposition additionnelle intégrant les dispositions de l'entente comme meilleure solution de mesures supérieures aux mesures relatives à la meilleure technologie disponible.

L'entente prévoit entre autres l'arrêt des activités d'une unité ou une réduction équivalente des émissions d'ici 2020. L'arrêt des activités d'une unité n'aura pas de répercussions sur l'énergie totale livrée à TEP par Navajo. De plus, les participants restants à Navajo devraient installer le système de réduction catalytique ou une technologie équivalente aux deux unités restantes d'ici 2030. Aux termes de l'entente, les propriétaires actuels se sont engagés à cesser leurs activités de production traditionnelle au charbon de Navajo au plus tard en décembre 2044. La Première Nation de Navajo pourra continuer ses activités après 2044, à son gré. Si ce système est ultimement implanté à Navajo, TEP estime que sa quote-part du coût en capital s'élèvera à 42 M\$. De plus, l'installation du système à Navajo pourrait augmenter les émissions particulières de la centrale, ce qui pourrait nécessiter la construction d'installations de dépoussiérage. La quote-part de TEP des dépenses en immobilisations pour les installations de dépoussiérage s'élèverait à environ 43 M\$. Sa quote-part des charges d'exploitation annuelles est estimée à moins de 1 M\$ pour le système de réduction catalytique sélective et les installations de dépoussiérage.

San Juan

En août 2011, l'EPA des États-Unis a publié un plan fédéral de mise en œuvre qui fixe de nouvelles limites d'émission de polluants atmosphériques à San Juan. Ces exigences sont beaucoup plus contraignantes que celles proposées par l'État du Nouveau-Mexique. Le plan fédéral de mise en œuvre exige que soit installé un système de réduction catalytique sélective doté d'un système d'injection de sorbant dans les quatre unités afin de réduire les émissions d'oxyde d'azote et de contrôler les émissions d'acide sulfurique d'ici septembre 2016. D'après TEP, sa quote-part des charges liées à l'installation du système de réduction catalytique sélective doté d'un système d'injection de sorbant se situerait entre 180 M\$ et 200 M\$. Sa quote-part des charges d'exploitation annuelles du système s'élèverait à environ 6 M\$.

En 2011, Public Service Company of New Mexico (PNM) a présenté une requête en révision et une requête en suspension du plan fédéral de mise en œuvre auprès de la cour d'appel fédérale américaine, soit la United States Court of Appeals for the Tenth Circuit (Tenth Circuit). De plus, l'exploitant a déposé une requête en révision du règlement auprès de l'EPA et une requête en suspension se rapportant à l'efficacité du règlement en attendant la décision relative aux révisions de l'EPA et de la Tenth Circuit. L'État du Nouveau-Mexique a adressé des requêtes semblables à la Tenth Circuit et à l'EPA. De nombreux groupes environnementaux ont été autorisés à s'opposer à la requête en révision présentée par PNM auprès de la Tenth Circuit. En plus, WildEarth Guardians a intenté un recours distinct contre l'EPA pour remettre en question le calendrier de cinq ans du plan fédéral de mise en œuvre. PNM a obtenu l'autorisation de s'opposer à ce recours. En mars 2012, la Tenth Circuit a rejeté la requête en suspension de PNM et de l'État du Nouveau-Mexique. Les plaidoiries finales ont été entendues en octobre 2012, et les parties attendent la décision de la Cour. En février 2013, la Tenth Circuit a renvoyé le litige au Tenth Circuit Mediation Office, lequel a l'autorité d'exiger que les parties participent à des séances de médiation pour résoudre les questions en instance d'appel de manière informelle.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

En février 2013, l'État du Nouveau-Mexique, l'EPA et le PNM ont signé une entente non exécutoire qui présente un plan en remplacement du plan fédéral de mise en œuvre. Le plan prévoit la mise hors service des unités 2 et 3 de San Juan d'ici le 31 décembre 2017, le remplacement par PNM de ces unités par des centrales alimentées autrement que par du charbon et l'installation d'un système de réduction non catalytique sélective aux unités 1 et 4 de San Juan d'ici janvier 2016 ou plus tard selon le moment de l'approbation de l'EPA. Le département de l'environnement du Nouveau-Mexique a préparé une révision du plan régional de mise en œuvre contre la brume sèche intégrant les dispositions de l'entente et, en septembre 2013, le New Mexico Environmental Improvement Board a approuvé la révision du plan régional de mise en œuvre. Le plan régional de mise en œuvre est maintenant en attente de l'approbation finale de l'EPA.

Selon TEP, sa quote-part des charges liées à l'installation d'un système de réduction non catalytique sélective à l'unité 1 de San Juan s'élèverait à 35 M\$. Sa quote-part des charges d'exploitation annuelles différentielles du système s'élèverait à 1 M\$. TEP détient une participation de 50 % dans les unités 1 et 2 de San Juan, ce qui représente une capacité de 340 MW. Au 30 septembre 2013, la valeur comptable de la participation de TEP dans l'unité 2 de San Juan s'établissait à 114 M\$. Si l'unité 2 est mise hors service plus tôt que prévu, nous prévoyons déposer devant l'ACC une demande visant à recouvrer, sur une période de temps raisonnable, tous les coûts liés à la mise hors service anticipée de l'unité. Nous évaluons d'autres sources d'énergie de remplacement. Toute décision relative à la mise hors service anticipée ou à l'utilisation d'autres sources d'énergie exigera l'intervention de tiers ainsi que l'approbation du conseil d'administration d'UNS Energy et des organismes de réglementation. TEP n'est pas en mesure de prédire le dénouement de cette question.

Four Corners

En août 2012, l'EPA a finalisé le plan régional de mise en œuvre visant la brume sèche pour Four Corners. Le plan final exige l'installation d'un système de réduction catalytique sélective dans les cinq unités d'ici 2017. Toutefois, le plan régional de mise en œuvre comprend un autre plan qui permet à APS de fermer ses unités 1, 2 et 3 détenues en propriété exclusive et d'installer un système de réduction catalytique sélective aux unités 4 et 5. Cette option permet de reporter l'installation du système jusqu'en juillet 2018. APS doit choisir quelle option du plan de mise en œuvre final il implantera d'ici le 31 décembre 2013. Dans les deux cas, TEP estime sa quote-part des coûts en capital pour l'installation du système à l'unité 4 et à l'unité 5 à environ 35 M\$. Sa quote-part des charges d'exploitation annuelles différentielles du système s'élèverait à 2 M\$.

Springerville

Les dispositions relatives à la meilleure technologie disponible se rapportant aux règlements régionaux contre la brume sèche exigeant la modernisation des dispositifs de contrôle des émissions ne s'appliquent pas à Springerville. Les autres dispositions des règlements régionaux contre la brume sèche exigeant une réduction plus importante des émissions ne devraient pas s'appliquer aux activités de Springerville avant la fin de 2018.

Sundt

En juillet 2013, l'EPA n'a pas approuvé les dispositions du plan régional de mise en œuvre de l'État de l'Arizona selon lesquelles l'unité 4 de Sundt n'est pas soumise aux dispositions relatives à la meilleure technologie disponible se rapportant aux règlements régionaux contre la brume sèche. Conformément aux règlements régionaux contre la brume sèche, l'unité 4 de Sundt devra réduire certaines émissions dans les cinq années suivant les dispositions relatives à la meilleure technologie disponible définitives de l'EPA. L'EPA a reporté la proposition prévue de ses exigences en matière de meilleure technologie disponible pour l'unité 4 de Sundt en décembre 2013, la décision finale étant prévue en mai 2014. Bien que TEP n'ait pas accepté que l'unité 4 de Sundt soit admissible aux dispositions relatives à la meilleure technologie disponible, elle a soumis pour approbation à l'EPA un plan proposant l'élimination du charbon à titre de combustible après décembre 2017 en attendant les propositions d'exigences en matière de meilleure technologie disponible de l'EPA.

Réglementation sur les gaz à effet de serre

En juin 2013, le président Barack Obama a ordonné à l'EPA de faire progresser la réglementation relative aux émissions de carbone pour les centrales à combustible fossile nouvelles et existantes.

En septembre 2013, l'EPA a publié un nouveau projet de règlement pour les nouvelles centrales. D'après UNS Energy, un règlement définitif relativement aux nouvelles centrales à combustible fossile ne devrait pas avoir une incidence importante sur ses activités.

Pour les centrales existantes, le président a ordonné à l'EPA ce qui suit :

- proposer des normes d'émission de carbone d'ici le 1^{er} juin 2014;
- finaliser ces normes d'ici le 1^{er} juin 2015;
- exiger des États qu'ils soumettent leurs plans de mise en œuvre de respect des normes d'ici le 30 juin 2016.

UNS Energy continuera à travailler avec les organismes de réglementation fédéraux et étatiques afin d'encourager la souplesse vis-à-vis de la conformité aux règlements qui touchent les centrales à combustible fossile existantes. Nous ne sommes pas en mesure de prédire le dénouement de ces questions.

NOTE 5. DETTE, FACILITÉS DE CRÉDIT ET OBLIGATIONS LIÉES À DES CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION

Nous résumons ci-après les changements importants relatifs à nos dettes et à nos obligations liées à des contrats de location-acquisition par rapport à ceux présentés dans notre rapport annuel de 2012 sur formulaire 10-K.

ENGAGEMENTS D'ACHAT EN VERTU DE CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION DE L'UNITÉ 1 DE SPRINGERVILLE DE TEP

En 2011, TEP et les parties détenant des participations dans les contrats de location de l'unité 1 de Springerville ont procédé à une évaluation formelle pour déterminer le prix d'achat à la juste valeur marchande aux termes des contrats de location de l'unité 1 de Springerville. Le prix d'achat a été établi à 478 \$ par kW de capacité selon une capacité continue de 387 MW. Le prix de l'évaluation a été remis en question, et TEP a déposé une requête en 2012 afin d'obtenir une confirmation judiciaire des résultats du processus d'évaluation.

En août 2013, TEP a choisi de faire l'acquisition d'une participation de 24,8 % dans le contrat de location de l'unité 1 de Springerville, ce qui représente une capacité d'exploitation continue de 96 MW, pour un prix d'acquisition total de 46 M\$, soit à la valeur de l'évaluation, à l'échéance du contrat de location en janvier 2015.

En octobre 2013, TEP a choisi de faire l'acquisition d'une participation additionnelle de 10,6 % dans le contrat de location de l'unité 1 de Springerville, ce qui représente une capacité d'exploitation continue de 41 MW, pour un prix d'acquisition total de 20 M\$, soit à la valeur de l'évaluation. L'acquisition devrait avoir lieu en décembre 2014.

À la clôture de ces opérations d'acquisition sur option, TEP détiendra une participation de 49,5 % dans l'unité 1 de Springerville, ce qui représente une capacité d'exploitation continue de 192 MW. En raison des engagements d'achat de TEP, TEP et UNS Energy prévoient comptabiliser une hausse d'environ 55 M\$ au titre des centrales visées par des contrats de location-acquisition et des obligations liées à des contrats de location-acquisition dans leurs bilans. De ce montant, une tranche de 39 M\$ était comptabilisée au 30 septembre 2013.

TEP a retiré sa requête relative à l'évaluation des participations qu'elle a choisi d'acquérir du fait que les parties détenant des participations ont accepté de lui vendre ces participations au montant de l'évaluation.

OBLIGATIONS EXONÉRÉES D'IMPÔTS ÉMISES PAR TEP

En mars 2013, l'Industrial Development Authority du comté de Pima, en Arizona, a émis des obligations à revenu pour le développement industriel exonérées d'impôts d'un montant en capital d'environ 91 M\$ au nom de TEP. Les obligations portent intérêt à un taux fixe de 4,0 %, viennent à échéance en septembre 2029 et peuvent être rachetées à leur valeur nominale à compter du 1^{er} mars 2023. Les produits tirés de l'émission des obligations, combinés à 0,5 M\$ en intérêts courus provenant de TEP, ont été placés en fiducie pour rembourser des obligations exonérées d'impôts non garanties d'environ 91 M\$ assorties d'un taux d'intérêt de 6,375 % en avril 2013. Le versement des intérêts courus par TEP était la seule activité de flux de trésorerie étant donné que le produit tiré de la nouvelle émission d'obligations n'a pas été reçu ou décaissé par TEP. TEP a inscrit à l'actif environ 1 M\$ relativement aux coûts liés à l'émission de ces obligations et amortira ces coûts au titre des intérêts débiteurs sur la dette à long terme dans l'état des résultats jusqu'en septembre 2029, soit l'échéance des obligations.

RELÈVEMENT DE LA NOTATION DE CRÉDIT D'UNS ENERGY ET DE TEP

En juin 2013, les tarifs aux termes de certaines ententes de crédit se sont améliorés par suite du relèvement de la notation de crédit d'UNS Energy et de TEP.

- En vertu de l'entente de crédit d'UNS Energy, le taux d'intérêt a diminué par rapport au taux interbancaire offert à Londres («TIOL»), passant du TIOL majoré de 1,75 % au TIOL majoré de 1,5 %.
- En vertu de l'entente de crédit de TEP, le taux d'intérêt a diminué par rapport au TIOL, passant du TIOL majoré de 1,125 % au TIOL majoré de 1,0 %. La marge sur le taux pour la facilité de lettres de crédit de 186 M\$ est passée quant à elle de 1,125 % à 1,0 %.
- En vertu de l'entente de remboursement de TEP de 2010, les frais à payer sur l'encours des lettres de crédit sont passés de 1,5 % à 1,25 % par an.

CONTRAT BILATÉRAL LIÉ À L'HYPOTHÈQUE CONTRACTÉE PAR TEP

Avant novembre 2013, l'entente de crédit de TEP et l'entente de remboursement de TEP de 2010 étaient garanties par les obligations hypothécaires de 423 M\$ émises aux termes de l'hypothèque contractée en 1992. Par suite du relèvement de la notation de crédit de TEP, en octobre 2013, TEP a exigé i) que les obligations hypothécaires de 423 M\$ lui soient rendues afin qu'elles soient annulées ainsi que ii) la libération de l'hypothèque contractée en 1992, qui avait créé des privilèges et des sûretés sur la plupart des centrales de TEP. Les obligations de TEP aux termes de l'entente de crédit de TEP et l'entente de remboursement de TEP de 2010 ne sont plus garanties, ce qui a modifié le tarif des ententes suivantes, étant donné que le tarif est fonction de la notation de crédit pour les emprunts à court terme :

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

- En vertu de l'entente de crédit de TEP, le taux d'intérêt a augmenté par rapport au TIOL, passant du TIOL majoré de 1,0 % au TIOL majoré de 1,25 %. La marge sur le taux pour la facilité de lettres de crédit de 186 M\$ est passée quant à elle de 1,0 % à 1,25 %.
- En vertu de l'entente de remboursement de TEP de 2010, les frais à payer sur l'encours des lettres de crédit sont passés de 1,25 % à 1,75 % par an.

CONFORMITÉ AUX CLAUSES RESTRICTIVES

Au 30 septembre 2013, nous respectons les modalités de nos ententes de crédit, de l'entente de remboursement de TEP de 2010 et de la convention d'emprunt à terme d'UNS Electric.

NOTE 6. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les montants liés à la charge d'impôts sur les bénéfices diffèrent des montants liés aux impôts sur les bénéfices qui ont été établis en appliquant le taux d'imposition fédéral prévu par la loi des États-Unis de 35 % aux bénéfices avant impôts en raison de ce qui suit :

	UNS Energy		TEP	
	2013	Trois mois clos les 30 septembre 2012 (en millions de dollars)	2013	2012
Charge d'impôts fédéraux au taux prévu par la loi	38 \$	29 \$	36 \$	25 \$
Charge d'impôts d'États, déduction faite de la déduction d'impôts fédéraux	5	3	5	3
Crédits d'impôts fédéraux et d'États	(1)	(1)	(1)	(1)
Autres	(1)	—	(1)	—
Total des charges d'impôts fédéraux et d'États	41 \$	31 \$	39 \$	27 \$

	UNS Energy		TEP	
	2013	Neuf mois clos les 30 septembre 2012 (en millions de dollars)	2013	2012
Charge d'impôts fédéraux au taux prévu par la loi	58 \$	47 \$	48 \$	37 \$
Charge d'impôts d'États, déduction faite de la déduction d'impôts fédéraux	8	6	6	4
Crédits d'impôts fédéraux et d'États	(2)	(1)	(2)	(1)
Ajustement sur la base des crédits d'impôts à l'investissement – Actif réglementaire nouvellement créé	(11)	—	(11)	—
Autres	(1)	(1)	1	(1)
Total des charges d'impôts fédéraux et d'États	52 \$	51 \$	42 \$	39 \$

Ajustement sur la base des crédits d'impôts à l'investissement

Les actifs d'énergie renouvelable sont admissibles aux crédits d'impôts à l'investissement. Nous réduisons la valeur fiscale de ces actifs admissibles de la moitié des crédits d'impôts à l'investissement connexes. Auparavant, l'écart entre la valeur fiscale de l'actif et la valeur comptable selon les PCGR était comptabilisé comme un passif d'impôts reportés avec une charge compensatoire au titre de la charge d'impôts sur les bénéfices pour l'exercice au cours duquel l'actif admissible était mis en service. En juin 2013, nous avons comptabilisé un actif réglementaire et une réduction correspondante de la charge d'impôts sur les bénéfices de 11 M\$ afin de recouvrer la charge d'impôts sur les bénéfices comptabilisée antérieurement au moyen des tarifs futurs par suite de l'ordonnance tarifaire 2013 de TEP. L'actif réglementaire sera passé en charges au rythme de l'amortissement des actifs admissibles.

Positions fiscales incertaines

Nous comptabilisons les économies d'impôts des positions fiscales incertaines s'il est plus probable qu'improbable que la position fiscale soit confirmée par suite d'un contrôle fiscal. Chaque position fiscale incertaine est comptabilisée au montant le plus élevé susceptible d'être accepté dans le cadre d'un contrôle, lequel est ajusté si les faits et les circonstances changent. Le tableau suivant présente un rapprochement des soldes au début et à la fin de la période des économies d'impôts non comptabilisées :

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

	UNS Energy	TEP
	(en millions de dollars)	
Économies d'impôts non comptabilisées au 31 décembre 2012	30 \$	23 \$
Ajouts en vertu des positions fiscales de l'exercice considéré	1	1
Réductions en vertu des positions fiscales aux termes des règlements avec les autorités fiscales	(27)	(22)
Économies d'impôts non comptabilisées au 30 septembre 2013	<u>4 \$</u>	<u>2 \$</u>

En février 2013, nous avons obtenu une décision favorable de l'Internal Revenue Service («IRS») nous permettant de déduire les paiements forfaitaires incitatifs versés aux clients qui installent des sources d'énergie renouvelable. Ces clients nous transfèrent leurs attributs environnementaux ou les crédits d'énergie renouvelable rattachés à leurs installations d'énergie renouvelable sur la durée de vie du contrat contre un paiement forfaitaire incitatif fondé sur la capacité de leurs installations. Par suite de la décision de l'IRS au cours du premier trimestre de 2013, UNS Energy a réduit ses économies d'impôts non comptabilisées de 28 M\$, et TEP les a réduits de 22 M\$. Les modifications apportées aux économies d'impôts ont eu une incidence principalement sur les bilans.

L'IRS a contrôlé les déclarations fiscales de 2009 et de 2010 en mars 2013, ce qui n'a entraîné aucune modification aux états financiers.

En avril 2013, l'IRS a avisé qu'il contrôlerait la déclaration fiscale de 2011.

Réglementation relative à la réparation des immobilisations corporelles

En septembre 2013, le Trésor américain a publié la version définitive du Règlement d'impôt sur le revenu visant les déductions et la capitalisation des dépenses liées aux immobilisations corporelles. Le règlement s'appliquera pour les années d'imposition ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2014. De nombreuses dispositions du règlement exigeront que soit produit à l'IRS un formulaire de modification à la comptabilisation des impôts sur les bénéfices, ce qui se traduira par un ajustement cumulatif. La direction est d'avis que l'adoption de ce règlement n'entraînera pas de changements importants aux passifs d'impôts reportés liés aux centrales.

NOTE 7. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

Le coût net périodique au titre des prestations constituées d'UNS Energy, qui comprend principalement le coût de TEP, se compose des éléments suivants :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2013	Trois mois clos les 30 septembre		2012
		2012	2013	
	(en millions de dollars)			
Coût des services rendus	4 \$	2 \$	1 \$	1 \$
Intérêts débiteurs	4	4	—	1
Rendement prévu des actifs des régimes	(5)	(4)	—	—
Amortissement des pertes actuarielles	2	2	—	—
Coût net périodique des prestations	<u>5 \$</u>	<u>4 \$</u>	<u>1 \$</u>	<u>2 \$</u>

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2013	Neuf mois clos les 30 septembre		2012
		2012	2013	
	(en millions de dollars)			
Coût des services rendus	10 \$	8 \$	3 \$	2 \$
Intérêts débiteurs	11	12	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(15)	(13)	(1)	—
Amortissement des pertes actuarielles	7	5	—	—
Coût net périodique des prestations	<u>13 \$</u>	<u>12 \$</u>	<u>4 \$</u>	<u>4 \$</u>

NOTE 8. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

UNITÉS D' ACTIONS TEMPORAIREMENT INCESSIBLES

En mai 2013, le comité de rémunération d'UNS Energy a attribué 8 870 actions temporairement incessibles à des administrateurs externes à la juste valeur à la date d'attribution de 48,99 \$ l'action. La charge de rémunération correspondant à la juste valeur à la date d'attribution est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits de un an. La juste valeur à la date d'attribution a été calculée en réduisant le cours de l'action à la date d'attribution du montant de la valeur actualisée des dividendes qui devraient être versés sur les actions au cours de la période d'acquisition des droits. Les attributions d'unités d'actions non réglées aux administrateurs externes dont les droits sont pleinement acquis ont droit à des équivalents de dividendes en fonction de la juste valeur marchande des actions ordinaires à la date de paiement du dividende. Nous émettons des actions ordinaires d'UNS Energy («actions ordinaires») liées aux droits acquis rattachés aux unités d'actions au mois de janvier suivant l'année de départ de l'administrateur.

En février 2013, le comité de rémunération d'UNS Energy a attribué 21 560 actions temporairement incessibles à certains membres de la direction à la juste valeur de la date d'attribution, fondée sur le cours à la date d'attribution, soit 46,23 \$ l'action. Les droits rattachés aux unités d'actions s'acquièrent trois ans après la date d'attribution, moment auquel sont distribuées les actions ordinaires. La charge de rémunération correspondant à la juste valeur à la date d'attribution est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits. Les unités d'actions temporairement incessibles donnent droit à des équivalents de dividendes au cours de la période d'acquisition des droits, lesquels sont versés en actions ordinaires à l'acquisition des droits.

ACTIONS FONDÉES SUR LE RENDEMENT

En février 2013, le comité de rémunération d'UNS Energy a attribué 43 120 actions fondées sur le rendement à certains membres de la direction. La juste valeur à la date d'attribution de la moitié des actions fondées sur le rendement, fondée sur une simulation Monte-Carlo, était de 45,54 \$ l'action. Ces attributions seront réglées sous forme d'actions ordinaires en fonction d'une comparaison entre le rendement total cumulatif des capitaux propres d'UNS Energy et celui des sociétés faisant partie de l'indice de l'Edison Electric Institute au cours de la période de rendement qui s'échelonne du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2015. La charge de rémunération est égale à la juste valeur à la date d'attribution et est comptabilisée au cours de la période d'acquisition des droits si la période de service est complétée, peu importe si le seuil est atteint. La juste valeur à la date d'attribution de la moitié restante, fondée sur le cours de l'action à la date d'attribution, s'élevait à 46,23 \$ l'action. Ces attributions seront réglées sous forme d'actions ordinaires en fonction du bénéfice net cumulé pour la période de trois ans se terminant le 31 décembre 2015. La charge de rémunération est égale à la juste valeur à la date d'attribution et est comptabilisée au cours de la période de service requise seulement pour les attributions dont les droits sont éventuellement acquis. Les droits rattachés aux actions fondées sur le rendement s'acquièrent en fonction de l'atteinte de ces objectifs avant la fin de la période de rendement. Toute attribution dont les droits n'auront pas été acquis sera confisquée. Les actions fondées sur le rendement donnent droit à des équivalents de dividendes au cours de la période de rendement, qui sont versés à l'acquisition des droits.

CHARGE AU TITRE DE LA RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

UNS Energy et TEP ont comptabilisé une charge au titre de la rémunération à base d'action de 1 M\$ pour les périodes de trois mois closes les 30 septembre 2013 et 2012. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, UNS Energy a comptabilisé une charge de rémunération fondée sur des actions de 3 M\$, dont un montant de 2 M\$ provenait de TEP. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, UNS Energy et TEP ont comptabilisé une charge au titre de la rémunération fondée sur des actions de 2 M\$.

Au 30 septembre 2013, le coût total non comptabilisé de la rémunération fondée sur des actions dont les droits n'étaient pas acquis s'élevait à 4 M\$, lequel montant sera comptabilisé à titre de charge de rémunération au cours des périodes d'acquisition des droits restantes jusqu'en février 2016. Au 30 septembre 2013, 1 million d'actions ont été attribuées, mais n'ont pas été émises, y compris des actions fondées sur le rendement, en vertu des régimes de rémunération fondés sur des actions.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

NOTE 9. RÉSULTAT PAR ACTION D'UNS ENERGY

Nous calculons le résultat de base par action en divisant le bénéfice net par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le résultat par action dilué reflète l'effet dilutif potentiel qui pourrait être observé dans le cas de l'exercice d'options sur actions en cours, d'attributions d'actions à titre de rémunération à base d'actions, ou de la conversion en actions ordinaires des billets de premier rang convertibles d'UNS Energy. Nous excluons du calcul du résultat dilué par action les options sur actions qui auraient un effet antidilutif ainsi que les actions dont l'émission est conditionnelle. Le numérateur dans le calcul du résultat dilué par action correspond au bénéfice net rajusté pour tenir compte de l'intérêt sur les billets convertibles de premier rang (après impôt) qui serait épargné si les billets restants, ceux qui ne sont pas encore convertis, étaient convertis en actions ordinaires.

Le tableau suivant illustre l'incidence des titres dilutifs sur le bénéfice net et sur le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation :

	Trois mois clos les 30 septembre 2013		Neuf mois clos les 30 septembre 2012	
	(en milliers de dollars)			
Numérateur :				
Bénéfice net	67 990 \$	50 664 \$	113 953 \$	83 414 \$
Bénéfice provenant de la conversion supposée des billets convertibles de premier rang ¹	—	—	—	1 100
Bénéfice net ajusté disponible pour les actions ordinaires dilués en circulation	67 990 \$	50 664 \$	113 953 \$	84 514 \$
	(en milliers d'actions)			
Dénominateur :				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation				
Actions ordinaires émises	41 472	41 290	41 427	39 835
Unités d'actions différées dont les droits sont entièrement acquis	178	156	169	148
Nombre moyen pondéré total d'actions ordinaires en circulation – de base	41 650	41 446	41 596	39 983
Incidence des titres dilutifs :				
Billets de premier rang convertibles ¹	—	—	—	1 417
Options et actions pouvant être émises en vertu de régimes de rémunération à base d'actions	378	417	345	319
Nombre total moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	42 028	41 863	41 941	41 719

¹⁾ En 2012, tous les billets de premier rang convertibles ont été convertis en actions ordinaires ou rachetés au comptant.

Nous avons exclu du calcul du résultat dilué par action les options sur actions suivantes, puisque le prix d'exercice de ces options était plus élevé que le prix du marché, ainsi que les actions dont l'émission est conditionnelle, car elles pourraient avoir un effet antidilutif :

	Trois mois clos les 30 septembre 2013		Neuf mois clos les 30 septembre 2012	
	(en milliers d'actions)			
Options sur actions	—	—	—	67
Unités d'actions temporairement inaccessibles	—	—	8	—
Total des actions ayant un effet antidilutif exclues du calcul du résultat dilué par action	—	—	8	67

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

NOTE 10. INFORMATIONS ADDITIONNELLES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Un rapprochement entre le bénéfice net et les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation est présenté dans le tableau ci-dessous :

	UNS Energy	
	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2013	2012
	(en milliers de dollars)	
Bénéfice net	113 953	83 414
Ajustements apportés pour rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation		
Amortissement des immobilisations corporelles	111 175	105 319
Amortissement des immobilisations incorporelles	21 600	26 845
Amortissement inclus dans les charges de combustible et les charges d'exploitation et d'entretien	5 399	4 911
Amortissement des coûts reportés liés à la dette inclus dans les intérêts débiteurs	2 280	2 250
Provision pour les créances irrécouvrables	1 703	2 017
Utilisation des crédits d'énergie renouvelable aux fins de conformité	12 999	4 017
Impôts reportés	77 962	63 057
Ajustement sur la base des crédits d'impôts à l'investissement – Augmentation du poste Actifs réglementaires	(11 039)	—
Charge au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	17 087	16 391
Financement des prestations de retraite et des avantages complémentaires à la retraite	(27 602)	(23 649)
Charge au titre de la rémunération à base d'actions	2 810	1 952
Composante des capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction	(4 145)	(2 708)
Augmentation (diminution) afin de rendre compte du recouvrement de la CAAEC et du FAAG	(6 814)	29 730
Réduction de la CAAEC – Ordonnance tarifaire 2013 de TEP	3 000	—
Dommages-intérêts pour l'interruption à l'unité 3 de Springerville	—	1 921
Variations des actifs et des passifs qui ont généré (utilisé)		
Trésorerie, compte non tenu des variations présentées séparément		
Débiteurs	(32 883)	(28 686)
Matériaux et stocks de combustible	14 839	(33 038)
Créditeurs	(18 497)	(5 220)
Impôts sur les bénéfices	(15 847)	(11 738)
Intérêts courus à payer	(2 137)	(1 551)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	18 718	16 478
Autres	20 473	16 426
Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation	305 034	268 138

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audités

	TEP	
	Neuf mois clos les 30 septembre 2013	2012
	(en milliers de dollars)	
Bénéfice net	96 433 \$	65 018 \$
Ajustements apportés pour rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation		
Amortissement des immobilisations corporelles	87 729	82 656
Amortissement des immobilisations incorporelles	24 393	29 621
Amortissement inclus dans les charges de combustible et les charges d'exploitation et d'entretien	4 602	3 922
Amortissement des coûts reportés liés à la dette inclus dans les intérêts débiteurs	1 831	1 628
Provision pour les créances irrécouvrables	1 315	1 348
Utilisation des crédits d'énergie renouvelable aux fins de conformité	11 766	3 324
Impôts reportés	64 132	51 638
Ajustement sur la base des crédits d'impôts à l'investissement – Augmentation du poste Actifs réglementaires	(10 751)	—
Charge au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	14 909	14 466
Financement des prestations de retraite et des avantages complémentaires à la retraite	(26 118)	(20 989)
Charge au titre de la rémunération à base d'actions	2 239	1 540
Composante des capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction	(2 923)	(2 265)
Augmentation (diminution) afin de rendre compte du recouvrement de la CAAEC	(5 079)	25 150
Réduction de la CAAEC – Ordonnance tarifaire 2013 de TEP	3 000	—
Dommages-intérêts pour l'interruption à l'unité 3 de Springerville	—	1 921
Variations des actifs et des passifs qui ont généré (utilisé)		
Trésorerie, compte non tenu des variations présentées séparément		
Débiteurs	(42 542)	(44 269)
Matériaux et stocks de combustible	14 955	(32 448)
Créditeurs	(8 678)	4 977
Impôts sur les bénéfices	(10 681)	(11 424)
Intérêts courus à payer	1 008	2 729
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	17 405	16 710
Autres	15 234	11 898
	<u>254 179 \$</u>	<u>207 151 \$</u>

Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation

Transactions hors trésorerie

En août 2013, TEP a comptabilisé des hausses de 39 M\$ relatives aux centrales faisant l'objet de contrats de location-acquisition et aux obligations liées aux contrats de location-acquisition en raison de l'engagement de TEP de faire l'acquisition de participations dans des contrats de location en janvier 2015. Voir la note 5.

En mars 2013, TEP a émis des obligations exonérées d'impôt d'un capital de 91 M\$, et a utilisé le produit de cette émission pour racheter des titres de créance par l'intermédiaire d'un fiduciaire. Puisque la trésorerie a circulé dans des comptes en fidéicommiss, l'émission et le rachat de titres de créance ont donné lieu à une transaction hors trésorerie. Voir la note 5.

En septembre 2012, TEP a déclaré un dividende de 30 M\$ à UNS Energy, lequel a été versé en octobre 2012.

Au cours des neuf premiers mois de 2012, UNS Energy a converti en actions ordinaires 147 M\$ des 150 M\$ de billets de premier rang convertibles alors en circulation, donnant ainsi lieu à des transactions hors trésorerie.

Au cours des neuf premiers mois de 2012, TEP a racheté 193 M\$ d'obligations exonérées d'impôt, ce qui a donné lieu à une transaction hors trésorerie.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

NOTE 11. ÉVALUATION DE LA JUSTE VALEUR ET INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Nous classons nos actifs et nos passifs comptabilisés à la juste valeur selon les trois niveaux de la hiérarchie en fonction des données utilisées pour évaluer la juste valeur. Les données du niveau 1 sont les cours non ajustés pour des actifs et des passifs identiques sur un marché actif. Les données du niveau 2 comprennent les cours pour des actifs ou des passifs semblables, les cours sur des marchés inactifs et les modèles d'établissement des prix dont les données sont observables directement ou indirectement. Les données du niveau 3 sont non observables et soutenues par peu ou pas d'activité sur le marché.

INSTRUMENTS FINANCIERS QUI NE SONT PAS ÉVALUÉS À LA JUSTE VALEUR

La juste valeur correspond au prix auquel il serait possible de vendre un actif ou de transférer un passif sur le marché à la date d'évaluation. Nous utilisons les méthodes et hypothèses suivantes afin d'estimer la juste valeur de nos instruments financiers :

- Les valeurs comptables de nos actifs et passifs à court terme, y compris les échéances à court terme de la dette à long terme ainsi que l'encours de nos ententes de crédit, s'approchent de la juste valeur en raison de la nature à court terme de ces instruments financiers. Ces éléments ont été exclus du tableau ci-après.
- Pour les investissements dans des obligations au titre de contrats de location, nous calculons la valeur actualisée des flux de trésorerie résiduels à l'aide des taux courants du marché pour des instruments présentant des caractéristiques similaires telles que la notation de crédit et la durée jusqu'à l'échéance. Nous tenons compte également de l'incidence du risque lié au crédit de la contrepartie en utilisant des données de marché sur les swaps sur défaillance. Le placement dans des obligations au titre de contrats de location de TEP est venu à échéance en janvier 2013.
- Pour les investissements dans des participations au titre de contrats de location, nous estimons le prix auquel un investisseur pourrait atteindre son taux de rendement interne cible. Nos estimations tiennent compte : de la combinaison des capitaux empruntés et des capitaux propres qu'un investisseur utiliserait afin de financer l'achat, du coût des capitaux empruntés, du rendement requis des capitaux propres, ainsi que des taux d'imposition. Nos estimations présument que la valeur résiduelle est établie en fonction de l'évaluation de l'unité 1 de Springerville qui a été menée en 2011.
- Pour la dette à long terme, nous utilisons des cours du marché, lorsqu'ils sont disponibles, ou nous calculons la valeur actualisée des flux de trésorerie résiduels à la date du bilan. Afin de calculer la valeur actualisée, nous utilisons les taux courants du marché pour les obligations qui présentent des caractéristiques similaires telles que la notation de crédit et la durée jusqu'à l'échéance. Nous considérons que les montants en capital dus sur la dette à taux variable représentent des estimations raisonnables de leur juste valeur. Nous tenons également compte de l'incidence de notre propre risque de crédit en utilisant un taux de swaps sur défaillance.

L'utilisation de différentes méthodes d'estimation et/ou d'hypothèses de marché peut générer différentes estimations du montant de la juste valeur. Les valeurs comptables comptabilisées aux bilans et les justes valeurs estimées de nos instruments financiers comprennent ce qui suit :

Hiérarchie de la juste valeur	30 septembre 2013		31 décembre 2012	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
	(en millions de dollars)			
Actif :				
Investissement de TEP dans des obligations au titre de contrats de location	Niveau 2	— \$	— \$	9 \$
Investissement de TEP dans des participations au titre de contrats de location	Niveau 3	36	24	36
Passif :				
Dette à long terme				
UNS Energy	Niveau 2	1 506	1 522	1 498
TEP	Niveau 2	1 224	1 215	1 223

INSTRUMENTS FINANCIERS ÉVALUÉS À LA JUSTE VALEUR SUR UNE BASE RÉCURRENTÉ

Les tableaux suivants présentent, selon le niveau de la hiérarchie de la juste valeur, les actifs et les passifs d'UNS Energy et de TEP comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente. Ces actifs et ces passifs sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation de la juste valeur.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

UNS Energy					
Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Compensation de soldes de contreparties à l'égard de contrats d'énergie présentés au brut aux bilans ⁵	Montant net
30 septembre 2013					
(en millions de dollars)					
Actif					
Équivalents de trésorerie ¹	31 \$	31 \$	— \$	— \$	31 \$
Trésorerie soumise à restrictions ¹	2	2	—	—	2
Placements de la fiducie Rabbi ²	21	—	21	—	21
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire ³	2	—	1	(2)	—
Total de l'actif	56	33	22	(2)	54
Passif					
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire ³	(11)	—	(5)	2	(9)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie ³	(1)	—	—	—	(1)
Swaps de taux d'intérêt ⁴	(8)	—	(8)	—	(8)
Total du passif	(20)	—	(13)	2	(18)
Total de l'actif (passif), montant net	36 \$	33 \$	9 \$	— \$	36 \$

UNS Energy					
Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Compensation de soldes de contreparties à l'égard de contrats d'énergie présentés au brut aux bilans ⁵	Montant net
31 décembre 2012					
(en millions de dollars)					
Actif					
Équivalents de trésorerie ¹	20 \$	20 \$	— \$	— \$	20 \$
Trésorerie soumise à restrictions ¹	7	7	—	—	7
Placements de la fiducie Rabbi ²	19	—	19	—	19
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire ³	7	—	2	(5)	2
Total de l'actif	53	27	21	(5)	48
Passif					
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire ³	(15)	—	(7)	5	(10)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie ³	(2)	—	—	—	(2)
Swaps de taux d'intérêt ⁴	(10)	—	(10)	—	(10)
Total du passif	(27)	—	(17)	5	(22)
Total de l'actif (passif), montant net	26 \$	27 \$	4 \$	— \$	26 \$

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

	TEP					
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Compensation de soldes de contreparties à l'égard de contrats d'énergie présentés au brut aux bilans ⁵	Montant net
(en millions de dollars)						
Actif						
Équivalents de trésorerie ¹	15 \$	15 \$	— \$	— \$	— \$	15 \$
Trésorerie soumise à restrictions ¹	2	2	—	—	—	2
Placements de la fiducie Rabbi ²	21	—	21	—	—	21
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire ³	1	—	1	—	(1)	—
Total de l'actif	39	17	22	—	(1)	38
Passif						
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire ³	(3)	—	(2)	(1)	1	(2)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie ³	(1)	—	—	(1)	—	(1)
Swaps de taux d'intérêt ⁴	(8)	—	(8)	—	—	(8)
Total du passif	(12)	—	(10)	(2)	1	(11)
Total de l'actif (passif), montant net	27 \$	17 \$	12 \$	(2) \$	— \$	27 \$

	TEP					
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Compensation de soldes de contreparties à l'égard de contrats d'énergie présentés au brut aux bilans ⁵	Montant net
(en millions de dollars)						
Actif						
Équivalents de trésorerie ¹	1 \$	1 \$	— \$	— \$	— \$	1 \$
Trésorerie soumise à restrictions ¹	7	7	—	—	—	7
Placements de la fiducie Rabbi ²	19	—	19	—	—	19
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire ³	3	—	1	2	(1)	2
Total de l'actif	30	8	20	2	(1)	29
Passif						
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire ³	(3)	—	(3)	—	1	(2)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie ³	(2)	—	—	(2)	—	(2)
Swaps de taux d'intérêt ⁴	(10)	—	(10)	—	—	(10)
Total du passif	(15)	—	(13)	(2)	1	(14)
Total de l'actif (passif), montant net	15 \$	8 \$	7 \$	— \$	— \$	15 \$

¹⁾ Les équivalents de trésorerie et la trésorerie soumise à restrictions représentent des montants placés dans des fonds du marché monétaire et des certificats de dépôt évalués au coût, y compris les intérêts. Les équivalents de trésorerie sont inclus aux bilans dans le poste Trésorerie et équivalents de trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions est incluse aux bilans dans le poste Placements et autres biens – Autres.

²⁾ Les placements de la fiducie Rabbi comprennent des montants se rapportant aux prestations au titre de la rémunération différée et au titre du régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (RRSD) placés dans des fonds communs de placement et des fonds du marché monétaire dont l'évaluation est fondée sur des cours négociés sur des marchés actifs. Ces placements sont inclus aux bilans dans le poste Placements et autres biens – Autres.

³⁾ Les contrats d'énergie comprennent des contrats de swaps sur le gaz (niveau 2), des options sur l'électricité (niveau 3), des options sur le gaz (niveau 2), des contrats d'achat et de vente d'électricité à terme (niveau 3) et des contrats d'achat d'électricité à terme indexés au prix du gaz (niveau 3) conclus afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie. Ces contrats sont inclus aux bilans d'UNS Energy et de TEP au poste Instruments dérivés. Les techniques d'évaluation sont décrites ci-après.

⁴⁾ Les swaps de taux d'intérêt sont évalués en fonction de l'indice TIOL à trois mois ou à six mois ou de l'indice de swap municipal de la Securities Industry and Financial Markets Association. Ces swaps de taux d'intérêt sont inclus aux bilans dans le poste Instruments dérivés.

⁵⁾ Tous les contrats d'énergie font l'objet d'accords généraux de compensation exécutoires pour atténuer le risque de crédit. Nous avons présenté l'incidence de la compensation par contrepartie; toutefois, aux bilans, nous présentons le montant brut des dérivés.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Recouvrement réglementaire

Nous sommes exposés au risque lié au prix de l'énergie relativement à nos besoins en gaz naturel et à nos besoins d'achat d'électricité. Nous réduisons notre risque lié au prix de l'énergie à l'aide de divers instruments dérivés ou non dérivés. Ces contrats ont pour but de créer une stabilité des prix, d'assurer que nous respectons les besoins en charge et les obligations liées aux réserves et de réduire notre exposition à la volatilité des prix qui pourrait découler d'un retard de recouvrement aux termes de la CAAEC ou du FAAG. Voir la note 2.

Nous utilisons principalement l'approche par le marché en ce qui a trait aux évaluations de la juste valeur. Lorsque des données observables sont disponibles à l'égard de la quasi-totalité de la durée de l'actif ou du passif ou que nous utilisons des cours sur des marchés inactifs, nous classons l'instrument dans le niveau 2. Nous classons les dérivés dans le niveau 3 lorsque nous utilisons un service d'évaluation pour l'ensemble des prix ou des prix publiés qui représentent un consensus entre un bon nombre de courtiers.

En ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz, nous obtenons des cours provenant de courtiers, d'intervenants importants du marché, d'activités de négociation ou de publications du secteur, et nous nous fions à notre propre expérience en matière d'établissement des prix fondée sur la négociation active sur le marché. Nous utilisons essentiellement un ensemble de cours pour l'électricité et le gaz et validons ensuite ces prix à l'aide d'autres sources. Nous croyons que les renseignements concernant le marché fournis reflètent bien les conditions du marché au moment et à la date indiqués.

Il est possible que les prix publiés des contrats d'énergie dérivés ne soient pas disponibles en raison de la nature des conditions des contrats de livraison telles que des blocs de temps non standard et des points de livraison non standard. Dans de tels cas, nous procédons à des ajustements en fonction de l'historique des rapports de la courbe des prix, du transport et des pertes en ligne.

Nous estimons la juste valeur de nos options sur le gaz en fonction du modèle d'évaluation des options de Black-Scholes-Merton qui comprend des données telles que la volatilité implicite, les taux d'intérêt et les courbes des cours à terme. À compter du troisième trimestre de 2013, la juste valeur de nos options sur l'électricité est fondée sur des primes sur options spécifiées aux contrats plutôt que sur le modèle d'évaluation des options de Black-Scholes-Merton puisque les données nécessaires à l'utilisation de ce modèle ne sont plus disponibles. En raison de ce changement, nous avons transféré les options sur l'électricité du niveau 3 au niveau 2 à la fin du troisième trimestre de 2013. Le montant de ce transfert est inférieur à 0,5 M\$. Nous comptabilisons les transferts entre les niveaux de la hiérarchie de la juste valeur à la fin de la période de présentation. Nous n'avons effectué aucun autre transfert au cours des périodes présentées.

Nous tenons également compte de l'incidence du risque de crédit de la contrepartie en utilisant les taux de défaut et les taux de recouvrement courants et historiques, ainsi que notre propre risque de crédit en utilisant les données relatives aux swaps sur défaillance.

Nos évaluations à l'égard de l'importance d'une donnée particulière dans les évaluations de la juste valeur font appel au jugement et peuvent avoir une incidence sur l'évaluation des actifs et des passifs à la juste valeur et sur leur classement au sein de la hiérarchie de la juste valeur. Nous examinons les hypothèses sous-jacentes à nos contrats sur une base mensuelle.

Couvertures de flux de trésorerie

Nous avons conclu des swaps de taux d'intérêt pour réduire notre exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur la dette. Ces swaps viennent à échéance jusqu'en janvier 2020. Nous avons aussi conclu un swap d'achat d'électricité pour couvrir le risque de flux de trésorerie associé à un contrat d'approvisionnement d'électricité à long terme. Ce contrat de swap vient à échéance en septembre 2015. Les gains latents et les pertes latentes après impôt sur les activités de couverture de flux de trésorerie ainsi que les montants reclassés dans les bénéfices sont présentés dans les états du résultat étendu et à la note 12. La perte qui devrait être reclassée dans les bénéfices au cours des douze prochains mois est estimée à 4 M\$.

Incidence financière des contrats d'énergie

Tel qu'il est indiqué dans les tableaux ci-après, nous comptabilisons aux bilans, plutôt que dans les états des résultats ou dans les états du résultat étendu, les gains latents et les pertes latentes sur les contrats d'énergie qui sont recouvrables au moyen de la CAAEC ou du FAAG à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire.

	UNS Energy		TEP	
	2013	Trois mois clos les 30 septembre 2012	2013	2012
		(en millions de dollars)		
Augmentation (diminution) des actifs/passifs réglementaires	1 \$	(12) \$	1 \$	(6) \$

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

	UNS Energy		TEP	
	Neuf mois clos les 30 septembre			
	2013	2012	2013	2012
	(en millions de dollars)			
Augmentation (diminution) des actifs/passifs réglementaires	— \$	(20) \$	2 \$	(7) \$

Les gains et pertes réalisés sur des contrats réglés sont entièrement recouvrables au moyen de la CAAEC ou du FAAG. Au 30 septembre 2012, UNS Energy et TEP détenaient des contrats d'énergie qui seront réglés d'ici le troisième trimestre de 2016.

Volumes touchés par les dérivés

Les volumes liés à nos contrats d'énergie se présentaient comme suit :

	UNS Energy		TEP	
	30 septembre 2013	31 décembre 2012	30 septembre 2013	31 décembre 2012
GWh des contrats d'électricité	1 819	2 228	856	820
GBTU des contrats de gaz	29 022	17 851	8 504	7 958

Évaluations de la juste valeur du niveau 3

Le tableau suivant fournit des informations quantitatives sur les données observables importantes dans le cadre des évaluations de la juste valeur du niveau 3 d'UNS Energy :

Approche d'évaluation	Juste valeur au		Données non observables	Fourchette des données non observables		
	30 septembre 2013					
	Actif	Passif				
	(en millions de dollars)					
Contrats à terme¹	1 \$	(7) \$	Prix du marché par MWh	23,00 \$ –	48,00 \$	

¹⁾ TEP détient des passifs de contrats à terme d'un montant de 2 M\$.

Notre exposition au risque découlant des variations des données non observables susmentionnées est atténuée puisque nous présentons la variation de la juste valeur des dérivés de contrats d'énergie en tant qu'actif ou passif réglementaire. Ceux-ci sont recouvrables au moyen des mécanismes du CAAEC ou du FAAG, ou en tant que composante des autres éléments du résultat étendu, plutôt que dans les états des résultats.

Les tableaux suivants présentent un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs et des passifs classés au niveau 3 de la hiérarchie de la juste valeur.

	Trois mois clos	
	le 30 septembre 2013	
	UNS Energy	TEP
	(en millions de dollars)	
Soldes au 30 juin 2013	(5) \$	(1) \$
Gains/(pertes) réalisé(e)s/latent(e)s comptabilisé(e)s dans :		
Actifs/passifs réglementaires nets – Instruments dérivés	(3)	(1)
Règlements	2	—
Soldes au 30 septembre 2013	(6) \$	(2) \$
Total des gains/(pertes) attribuables à la variation des gains/(pertes) latent(e)s liée aux actifs/passifs toujours détenus à la fin de la période	(2) \$	— \$

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

Neuf mois clos le 30 septembre 2013	
UNS Energy	TEP
(en millions de dollars)	
Soldes au 31 décembre 2012	
Gains/(pertes) réalisé(e)s/latent(e)s comptabilisé(e)s dans :	
Actifs/passifs réglementaires nets – Instruments dérivés	— \$
Règlements	(2)
	3
	<u>(6) \$</u>
Soldes au 30 septembre 2013	
Total des gains/(pertes) attribuables à la variation des gains/(pertes) latent(e)s liée aux actifs/passifs toujours détenus à la fin de la période	
	<u>(5) \$</u>

Neuf mois clos le 30 septembre 2013	
UNS Energy	TEP
(en millions de dollars)	
	— \$
	(2)
	3
	<u>(6) \$</u>
	<u>(2) \$</u>
	<u>(5) \$</u>

Trois mois clos le 30 septembre 2012	
UNS Energy	TEP
(en millions de dollars)	
Soldes au 30 juin 2012	
Gains/(pertes) réalisé(e)s/latent(e)s comptabilisé(e)s dans :	
Actifs/passifs réglementaires nets – Instruments dérivés	(1) \$
Règlements	1
	—
	<u>(6) \$</u>
Soldes au 30 septembre 2012	
Total des gains/(pertes) attribuables à la variation des gains/(pertes) latent(e)s liée aux actifs/passifs toujours détenus à la fin de la période	
	<u>— \$</u>

Trois mois clos le 30 septembre 2012	
UNS Energy	TEP
(en millions de dollars)	
	(1) \$
	1
	—
	<u>(6) \$</u>
	<u>— \$</u>
	<u>— \$</u>

Neuf mois clos le 30 septembre 2012	
UNS Energy	TEP
(en millions de dollars)	
Soldes au 31 décembre 2011	
Gains/(pertes) réalisé(e)s/latent(e)s comptabilisé(e)s dans :	
Actifs/passifs réglementaires nets – Instruments dérivés	— \$
Règlements	(4)
	8
	<u>(6) \$</u>
Soldes au 30 septembre 2012	
Total des gains/(pertes) attribuables à la variation des gains/(pertes) latent(e)s liée aux actifs/passifs toujours détenus à la fin de la période	
	<u>(1) \$</u>

Neuf mois clos le 30 septembre 2012	
UNS Energy	TEP
(en millions de dollars)	
	— \$
	(4)
	8
	<u>(6) \$</u>
	<u>— \$</u>
	<u>(1) \$</u>

RISQUE DE CRÉDIT

Nous tenons compte de l'incidence du risque de crédit de la contrepartie au moment d'établir la juste valeur positive nette des instruments dérivés compte tenu des garanties fournies par les contreparties et répartissons l'ajustement du risque de crédit entre les contrats individuels. Nous prenons également en considération l'incidence de notre propre risque de crédit après avoir tenu compte des garanties fournies sur les instruments qui représentent un passif net et répartissons l'ajustement du risque de crédit entre tous les contrats individuels. L'incidence du risque lié au crédit de la contrepartie et de notre propre risque de crédit sur la juste valeur des contrats de dérivés dont la valeur était positive était de moins de 0,5 M\$ au 30 septembre 2013 et au 31 décembre 2012.

En cas de variations défavorables importantes, les conditions liées au risque de crédit pourraient ne pas être respectées. Au 30 septembre 2013, la juste valeur des instruments dérivés dans une position de passif net faisant l'objet de contrats assortis de conditions liées au risque de crédit s'établissait à 35 M\$ pour UNS Energy et à 13 M\$ pour TEP. Les garanties supplémentaires qui devront être fournies si les conditions liées au risque de crédit ne sont pas respectées s'élèvent à 35 M\$ pour UNS Energy et à 13 M\$ pour TEP.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

NOTE 12. VARIATIONS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU PAR COMPOSANTE

Les variations réalisées du cumul des autres éléments du résultat étendu par composante sont comme suit :

Renseignements sur les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu	Montants reclassés des autres éléments du résultat étendu		Postes de l'état des résultats touchés par les reclassements
	UNS Energy	TEP	
	Trois mois clos le 30 septembre 2013		
	(en milliers de dollars)		
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie			
Swaps de taux d'intérêt – dette	(350) \$	(296) \$	Intérêts débiteurs sur la dette à long terme
Swaps de taux d'intérêt – contrats de location-acquisition	(612)	(612)	Intérêts débiteurs sur les contrats de location-acquisition
Contrats de marchandises	(556)	(556)	Achats d'énergie/d'électricité
Économies d'impôts	601	579	
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	(917)	(885)	
Amortissement du RRSD et des régimes à prestations déterminées			
Coût des services passés	(110)	(110)	Autres charges
Économies d'impôts	42	42	
Amortissement, déduction faite des impôts	(68)	(68)	
Total des reclassements des autres éléments du résultat étendu pour la période	(985) \$	(953) \$	
Renseignements sur les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu	Montants reclassés des autres éléments du résultat étendu		Postes de l'état des résultats touchés par les reclassements
	UNS Energy	TEP	
	Neuf mois clos le 30 septembre 2013		
	(en milliers de dollars)		
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie			
Swaps de taux d'intérêt – dette	(1 026) \$	(871) \$	Intérêts débiteurs sur la dette à long terme
Swaps de taux d'intérêt – contrats de location-acquisition	(1 820)	(1 820)	Intérêts débiteurs sur les contrats de location-acquisition
Contrats de marchandises	(747)	(747)	Achats d'énergie/d'électricité
Économies d'impôts	1 420	1 360	
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	(2 173)	(2 078)	
Amortissement du RRSD et des régimes à prestations déterminées			
Coût des services passés	(332)	(332)	Autres charges
Économies d'impôts	127	127	
Amortissement, déduction faite des impôts	(205)	(205)	
Total des reclassements des autres éléments du résultat étendu pour la période	(2 378) \$	(2 283) \$	

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite) – non audité

NOTE 13. ACHAT POSSIBLE D'UNE CENTRALE ALIMENTÉE AU GAZ

En août 2013, TEP a entrepris des pourparlers exclusifs avec Entegra Power Group LLC (Entegra) pour acheter l'unité 3 de la centrale de la rivière Gila (l'unité 3 de la rivière Gila) située à Gila Bend, en Arizona. L'unité 3 de la rivière Gila est une unité à cycle combiné alimentée au gaz d'une capacité nominale de 550 MW. Même si rien ne garantit que TEP et Entegra en viendront à une entente quant à l'achat de l'unité 3 de la rivière Gila par TEP, cette dernière s'attend à ce que les contrats d'achat et de vente définitifs soient signés avant la fin de l'exercice 2013, si les parties parviennent à une telle entente. TEP prévoit en outre que la conclusion de l'achat aura lieu avant la fin de l'exercice 2014 et que l'achat sera conditionnel, entre autres choses, à l'obtention des approbations nécessaires des organismes de réglementation. UNS Electric pourrait acheter jusqu'à 150 MW de l'unité 3 de la rivière Gila et TEP, la capacité restante.

NOTE 14. PRISES DE POSITION EN COMPTABILITÉ PUBLIÉES RÉCEMMENT

Le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié une ligne directrice sur la comptabilisation, l'évaluation et la présentation de certaines obligations découlant d'ententes à responsabilité solidaire pour lesquelles le montant total des obligations est établi à la date de clôture. Dès l'adoption de la ligne directrice, une entité comptabiliserait et présenterait aux états financiers ses obligations découlant d'ententes à responsabilité solidaire comme la somme du montant que l'entité a convenu de payer aux termes de l'entente conclue avec ses codébiteurs et de tout montant supplémentaire que l'entité s'attend à payer pour le compte des codébiteurs. Ces directives entreront en vigueur au premier trimestre de 2014. Nous prévoyons que l'adoption de cette ligne directrice n'aura pas d'incidence importante sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie.

Le FASB a publié une ligne directrice qui permet à une entité de désigner le taux de référence de la Réserve fédérale (le taux d'intérêt auquel les institutions de dépôts se prêtent des fonds à un jour) comme taux d'intérêt de référence des couvertures de juste valeur et de flux de trésorerie. Avant la publication de cette ligne directrice, seuls les taux d'intérêt sur les obligations directes du Trésor du gouvernement américain et le TIOL étaient considérés comme des taux d'intérêt de référence aux États-Unis. Cette ligne directrice entre en vigueur immédiatement et peut être appliquée prospectivement pour les relations de couverture nouvelles ou redésignées admissibles conclues à partir du 17 juillet 2013. Nous n'avons conclu aucune nouvelle couverture de flux de trésorerie ou de juste valeur depuis la date d'entrée en vigueur de cette ligne directrice. Nous prévoyons que cette ligne directrice n'aura pas d'incidence importante sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie.

Le FASB a publié une nouvelle ligne directrice sur la présentation aux états financiers des économies d'impôts non comptabilisées dans le cadre d'un report en avant de pertes d'exploitation nettes, d'une perte fiscale semblable ou d'un report en avant de crédit d'impôt. Nous devons nous conformer prospectivement à cette ligne directrice à compter du premier trimestre de 2014. Bien que l'adoption de cette nouvelle ligne directrice puisse avoir une incidence sur le classement au bilan de ces éléments, nous prévoyons que l'incidence ne sera pas importante. En outre, aucun changement ne sera apporté à la présentation de nos autres états financiers.

États financiers consolidés pro forma non audités

Fortis Inc.

Au 30 septembre 2013 et pour la période de neuf mois close à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

Avant-propos

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS *PRO FORMA* NON AUDITÉS

Les états financiers consolidés *pro forma* non audités suivants tiennent compte de l'acquisition proposée (l'« acquisition proposée ») d'UNS Energy Corporation et de ses filiales (collectivement, « UNS Energy ») par Fortis Inc. en vertu de la méthode de l'acquisition. Le bilan consolidé *pro forma* non audité tient compte de l'acquisition proposée comme si elle avait été conclue le 30 septembre 2013. Les états consolidés des résultats *pro forma* non audités pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 et l'exercice clos le 31 décembre 2012 tiennent compte de l'acquisition proposée comme si elle avait été conclue le 1^{er} janvier 2012.

Les états financiers consolidés *pro forma* non audités ne sont présentés qu'à titre indicatif. Les ajustements *pro forma* sont fondés sur les renseignements disponibles et sur certaines hypothèses que nous considérons raisonnables dans les circonstances, tel qu'il est décrit dans les notes complémentaires.

Auparavant nommée UniSource Energy Corporation, UNS Energy est une Société de portefeuille du secteur des services publics qui, par l'intermédiaire de ses filiales, exerce des activités de production d'électricité et de transport d'énergie. Les états financiers consolidés *pro forma* non audités sont fondés sur les états financiers consolidés d'UNS Energy au 30 septembre 2013 et pour la période de neuf mois close à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

L'information *pro forma* qui est présentée, y compris la répartition du prix d'achat, est fondée sur les estimations provisoires de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge, sur les renseignements disponibles et sur les hypothèses, et pourrait faire l'objet d'une révision si des renseignements additionnels deviennent disponibles. Les ajustements réels qui seront apportés aux états financiers consolidés au moment de la clôture de l'acquisition proposée sont tributaires d'un certain nombre de facteurs, y compris la disponibilité de renseignements additionnels et la valeur de l'actif net d'UNS Energy à la date de clôture de l'acquisition proposée. Par conséquent, les ajustements réels différeront des ajustements *pro forma*, et les écarts pourraient être importants. Par exemple, la répartition définitive du prix d'achat dépend notamment de l'achèvement de l'évaluation des actifs et des passifs. La juste valeur définitive de ces derniers reflétera l'évaluation d'un tiers indépendant et sera fondée sur la valeur réelle nette des immobilisations corporelles, des actifs incorporels et des passifs d'UNS Energy existant à la date de clôture de l'acquisition proposée. Tout ajustement final pourrait modifier la répartition du prix d'achat, ce qui pourrait avoir une incidence sur la juste valeur attribuée aux actifs et aux passifs et donner lieu à des modifications aux états financiers consolidés *pro forma* non audités, y compris à l'écart d'acquisition.

Fortis Inc.
 Bilan consolidé *pro forma*
 Au 30 septembre 2013
 (non audité)
 (en millions de dollars canadiens)

	Fortis Inc.	UNS Energy	Note	Ajustements <i>pro forma</i>	Bilan consolidé <i>pro forma</i>
ACTIF					
Actifs à court terme					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	155 \$	75 \$	3[b] 3[c] 3[c] 3[d] 3[d] 3[e]	(2 606) \$ 1 800 (72) 922 (14) (30)	230 \$
Débiteurs	523	183		-	706
Charges payées d'avance	53	28		-	81
Stocks	172	138		-	310
Actifs réglementaires	146	54		-	200
Impôts reportés	34	69		-	103
	1 083	547		-	1 630
Autres actifs	233	96	3[d]	14	343
Actifs réglementaires	1 825	207		-	2 032
Impôts reportés	4	-	3[c] 3[e]	21 1	26
Immobilisations de services publics	11 350	3 573		-	14 923
Immobilisations autres que de services publics	655	-		-	655
Actifs incorporels	356	-		-	356
Écart d'acquisition	2 064	-	3[b]	1 439	3 503
	17 570 \$	4 423 \$		1 475 \$	23 468 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES					
Passifs à court terme					
Emprunts à court terme	111 \$	24 \$		- \$	135 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme	847	265	3[e]	(5)	1 107
Passifs réglementaires	108	59		-	167
Versements pour la période au titre de la dette à long terme	369	-		-	369
Versements pour la période au titre des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	7	174		-	181
Impôts reportés	9	-		-	9
	1 451	522		(5)	1 968
Autres passifs	808	244		-	1 052
Passifs réglementaires	804	307		-	1 111
Impôts reportés	1 064	497		-	1 561
Dette à long terme	6 750	1 552	3[d]	922	9 224
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières	421	134		-	555
	11 298	3 256		917	15 471
Capitaux propres					
Actions ordinaires	3 760	915	3[g] 3[c] 3[c] 3[c]	(915) 1 800 (72) 21	5 509
Actions privilégiées	1 229	-		-	1 229
Surplus d'apport	16	-		-	16
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(101)	(8)	3[g]	8	(101)
Bénéfices non répartis	1 013	260	3[g] 3[e] 3[e]	(260) (30) 6	989
	5 917	1 167		558	7 642
Participations ne donnant pas le contrôle	355	-		-	355
	6 272	1 167		558	7 997
	17 570 \$	4 423 \$		1 475 \$	23 468 \$

Se reporter aux notes complémentaires faisant partie intégrante des présents états.

Fortis Inc.
États consolidés des résultats *pro forma*
Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013
(non audité)
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Fortis Inc.	UNS Energy	Note	Ajustements <i>pro forma</i>	État consolidé des résultats <i>pro forma</i>
Produits	2 874 \$	1 161 \$		- \$	4 035 \$
Charges					
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 143	462		-	1 605
Charges d'exploitation	726	327		-	1 053
Amortissement	400	136		-	536
	<u>2 269</u>	<u>925</u>		<u>-</u>	<u>3 194</u>
Bénéfice d'exploitation	605	236		-	841
Autres produits (charges)	(36)	6		-	(30)
Frais financiers	284	72	3[d]	41	398
			3[d]	1	
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	285	170		(42)	413
Charge d'impôts sur les bénéfices	3	53	3[d]	(12)	36
			3[f]	(8)	
Bénéfice avant élément extraordinaire	282	117		(22)	377
Gain extraordinaire, déduction faite des impôts	22	-		-	22
Bénéfice net	<u>304 \$</u>	<u>117 \$</u>		<u>(22) \$</u>	<u>399 \$</u>
Bénéfice net attribuable aux :					
Participations ne donnant pas le contrôle	7 \$	- \$		- \$	7 \$
Actionnaires privilégiées	44	-		-	44
Actionnaires ordinaires	253	117		(22)	348
	<u>304 \$</u>	<u>117 \$</u>		<u>(22) \$</u>	<u>399 \$</u>
Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, de base	253 \$				348 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs : actions privilégiées	11				11
Incidence des titres antidilutifs : actions privilégiées	(11)				(11)
Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, dilué	<u>253 \$</u>				<u>348 \$</u>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)					
De base	199.1		3[h]	58.6	257.7
Dilué	199.8		3[h]	58.6	258.4
Résultat par action ordinaire avant élément extraordinaire					
De base	1.16 \$				1.26 \$
Dilué	1.16 \$				1.26 \$
Résultat par action ordinaire					
De base	1.27 \$				1.35 \$
Dilué	1.27 \$				1.35 \$

Se reporter aux notes complémentaires faisant partie intégrante des présents états.

Fortis Inc.
 État consolidé des résultats *pro forma*
 Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012
 (non audité)
 (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Fortis Inc.	UNS Energy	Note	Ajustements <i>pro forma</i>	État consolidé des résultats <i>pro forma</i>
Produits	3 654 \$	1 461 \$		- \$	5 115 \$
Charges					
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 522	599		-	2 121
Charges d'exploitation	868	434		-	1 302
Amortissement	470	177		-	647
	2 860	1 210		-	4 070
Bénéfice d'exploitation	794	251		-	1 045
Autres produits	4	-		-	4
Frais financiers	366	105	3[d]	55	527
			3[d]	1	
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	432	146		(56)	522
Charge d'impôts sur les bénéfices	61	56	3[d]	(16)	90
			3[f]	(11)	
Bénéfice net	371 \$	90 \$		(29) \$	432 \$
Bénéfice net attribuable aux :					
Participations ne donnant pas le contrôle	9 \$	- \$		- \$	9 \$
Actionnaires privilégiés	47	-		-	47
Actionnaires ordinaires	315	90		(29)	376
	371 \$	90 \$		(29) \$	432 \$
Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, de base	315 \$				376 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs : actions privilégiées	17				17
Incidence des titres antidilutifs : actions privilégiées	(7)				(7)
Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, dilué	325 \$				386 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)					
De base	190.0		3[h]	58.6	248.6
Dilué	197.2		3[h]	58.6	255.8
Résultat par action ordinaire					
De base	1.66 \$				1.51 \$
Dilué	1.65 \$				1.51 \$

Se reporter aux notes complémentaires faisant partie intégrante des présents états.

FORTIS INC.

Notes complémentaires

Au 30 septembre 2013 et pour la période de neuf mois close à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints tiennent compte de l'acquisition proposée (l'« acquisition proposée ») d'UNS Energy Corporation et de ses filiales (collectivement, « UNS Energy ») par Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société »), tel qu'il est décrit dans le prospectus simplifié daté du 20 décembre 2013 (le « prospectus »). Les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints ont été préparés par la direction de Fortis et sont tirés des états financiers consolidés non audités et audités de Fortis au 30 septembre 2013 et pour la période de neuf mois close à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, respectivement, et des états financiers consolidés non audités et audités d'UNS Energy au 30 septembre 2013 et pour la période de neuf mois close à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, respectivement.

Les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints sont fondés sur les mêmes méthodes comptables que celles qui sont présentées dans les états financiers consolidés audités de la Société et ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

L'acquisition proposée a été comptabilisée au moyen de la méthode de l'acquisition. Le prix d'achat est principalement fondé sur les actifs réglementaires à la date de clôture. D'après le calcul du prix d'achat tel qu'il est présenté dans l'entente de fusion datée du 11 décembre 2013, le prix d'achat net estimatif des avoirs d'UNS Energy s'élève à environ 2,6 G\$ (Note 3[a]).

Le bilan et les états des résultats consolidés *pro forma* non audités ci-joints reflètent l'entrée en vigueur de l'acquisition proposée le 30 septembre 2013 et le 1^{er} janvier 2012, respectivement. Les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats qui auraient été obtenus si les opérations reflétées aux présentes avaient été conclues aux dates indiquées ou des résultats qui pourraient être obtenus dans l'avenir. Par exemple, la répartition réelle du prix d'achat reflétera la juste valeur, à la date de l'acquisition, des actifs acquis et des passifs pris en charge, calculée d'après l'évaluation des actifs et des passifs par la Société à la suite de la clôture de l'acquisition proposée. Par conséquent, comme elle est principalement liée à l'écart d'acquisition, la répartition définitive du prix d'achat pourrait différer de la répartition provisoire reflétée aux présentes de façon importante.

Les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints doivent être lus en conjonction avec la description de l'acquisition proposée et du financement connexe fournie dans le prospectus, les états financiers consolidés audités et non audités d'UNS Energy, y compris les notes y afférentes, inclus dans le prospectus et les états financiers consolidés audités et non audités de Fortis, y compris les notes afférentes, intégrés par renvoi dans le prospectus.

Les hypothèses sous-jacentes aux ajustements *pro forma* constituent une base raisonnable pour illustrer les principales incidences financières directement attribuables à l'acquisition proposée. Ces ajustements *pro forma* sont provisoires et sont fondés sur l'information financière actuellement disponible et sur certaines estimations et hypothèses. Les ajustements réels qui seront apportés aux états financiers consolidés sont tributaires d'un certain nombre de facteurs. Par conséquent, les ajustements réels devraient différer des ajustements *pro forma*, et les écarts pourraient être importants.

FORTIS INC.

Notes complémentaires

Au 30 septembre 2013 et pour la période de neuf mois close à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

2. DESCRIPTION DE L'OPÉRATION

En vertu d'une entente et d'un plan de fusion entre Fortis, certaines filiales de Fortis et UNS Energy, la Société acquerra indirectement toutes les actions ordinaires en circulation d'UNS Energy à un prix de 60,25 \$ US l'action. Le prix d'achat net, y compris i) le paiement des options sur actions non exercées, des actions liées au rendement et des unités d'actions restreintes; et ii) les coûts d'acquisition estimatifs de 30 M\$, s'élèvera à environ 2,6 G\$. En outre, la Société prendra en charge la dette d'UNS Energy, qui s'établissait à environ 1,9 G\$ au 30 septembre 2013.

Les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints présumant que l'acquisition proposée sera financée au moyen du produit de l'émission d'actions ordinaires d'un montant de 1,8 G\$ (tel qu'il est décrit plus en détail ci-dessous) et le solde sera initialement financé par l'émission de titres de créance.

Il est présumé que les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires seront réunis au moyen de l'émission de débentures convertibles subordonnées non garanties à 4 % (les « débentures convertibles ») représentées par des reçus de versement offerts dans le cadre d'un appel public à l'épargne et d'un placement privé simultané, comme il est décrit dans le prospectus. En outre, la Société a obtenu une facilité de crédit-relais engagée de 2,0 G\$ qui, avec les débentures convertibles représentées par les reçus de versement proposés dans le prospectus, permettra de financer la totalité du prix d'achat net et ainsi, d'assurer la disponibilité des liquidités suffisantes à la clôture de l'acquisition proposée. Les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints : i) reflètent le coût estimatif lié à l'émission des débentures convertibles et à l'obtention de la facilité de crédit-relais dans les coûts d'acquisition (note 3[e]); et ii) présumant que la totalité des débentures convertibles émises seront immédiatement converties en actions ordinaires de Fortis aux dates de clôture présumées de l'acquisition proposée. Par conséquent, les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints ne tiennent pas compte des intérêts débiteurs sur les débentures convertibles. La Société prévoit que la période de clôture sera d'environ 12 mois, mais qu'elle pourrait s'étendre sur environ 18 mois, ce qui donnerait lieu à des intérêts débiteurs sur les débentures convertibles pouvant aller jusqu'à environ 108 M\$, ou environ 77 M\$ déduction faite des impôts. En raison de plusieurs facteurs, dont le calendrier des approbations réglementaires, la période de clôture estimative peut faire l'objet de modifications, tout comme le montant estimatif des intérêts débiteurs sur les débentures convertibles et l'économie d'impôts connexe. Les intérêts débiteurs sur les débentures convertibles devraient être financés au moyen des flux de trésorerie liés à l'exploitation et/ou des facilités de crédit existantes de la Société.

FORTIS INC.

Notes complémentaires

Au 30 septembre 2013 et pour la période de neuf mois close à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

3. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA*

[a] Prix d'achat et structure de financement

Le tableau suivant présente le prix d'achat estimatif et la structure de financement présumée de l'acquisition proposée. Ces estimations ont été reflétées dans les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints.

Prix d'achat net estimatif

Prix d'achat non ajusté	4 490 \$
Coûts d'acquisition estimatifs (note 3[e])	30
Prix d'achat net estimatif, avant la dette prise en charge	4 520
Dette à long terme d'UNS Energy prise en charge (note 2)	(1 884)
Prix d'achat net estimatif	2 636 \$

Exigences de financement nettes estimatives

Prix d'achat net estimatif	2 636 \$
Dette à long terme d'UNS Energy prise en charge (note 2)	1 884
Frais d'émission d'actions ordinaires (note 3[c])	72
Frais d'émission de titres de créance à long terme additionnels (note 3[d])	14
Exigences de financement nettes estimatives	4 606 \$

Structure de financement présumée

Dette à long terme d'UNS Energy prise en charge	1 884 \$
Émission d'actions ordinaires (note 3[c])	1 800
Titres de créance à long terme additionnels (note 3[d])	922
	4 606 \$

FORTIS INC.

Notes complémentaires

Au 30 septembre 2013 et pour la période de neuf mois close à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

3. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[b] Répartition du prix d'achat net estimatif

Le prix d'achat net estimatif a été attribué aux justes valeurs estimatives des actifs et passifs nets d'UNS Energy au 30 septembre 2013, conformément à la méthode de l'acquisition, comme suit :

	UNS Energy	Juste valeur et autres ajustements	Total, montant net
Actifs acquis :			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	75 \$	- \$	75 \$
Débiteurs	183	-	183
Charges payées d'avance	28	-	28
Stocks	138	-	138
Actifs réglementaires	54	-	54
Impôts reportés	69	-	69
Total des actifs à court terme	547	-	547
Autres actifs	96	-	96
Actifs réglementaires	207	-	207
Immobilisations de services publics	3 573	-	3 573
	4 423 \$	- \$	4 423 \$
Passifs pris en charge :			
Emprunts à court terme	24 \$	- \$	24 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme	265	-	265
Passifs réglementaires	59	-	59
Versements pour la période au titre des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	174	-	174
Total des passifs à court terme	522	-	522
Autres passifs	244	-	244
Passifs réglementaires	307	-	307
Impôts reportés	497	-	497
Dette à long terme	1 552	-	1 552
Obligations liées aux contrats de location- acquisition et des obligations financières	134	-	134
	3 256 \$	- \$	3 256 \$
Actif net à la juste valeur, au 30 septembre 2013			1 167 \$
Prix d'achat net estimatif, avant la dette prise en charge et les coûts d'acquisition			2 606
Écart d'acquisition			1 439 \$

FORTIS INC.

Notes complémentaires

Au 30 septembre 2013 et pour la période de neuf mois close à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

3. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[b] Répartition du prix d'achat net estimatif (suite)

UNS Energy est une entité à tarifs réglementés. Le calcul des produits et du bénéfice est fondé sur les taux de rendement appliqués aux valeurs historiques qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Par conséquent, aucun ajustement à la juste valeur de marché n'a été comptabilisé dans le prix d'achat relativement aux actifs et aux passifs d'UNS Energy qui seront acquis ou pris en charge puisque tous les avantages économiques et toutes les obligations qui sont liés à ces derniers et qui excèdent les seuils réglementaires sont transférés aux clients d'UNS Energy. Ainsi, la juste valeur des actifs et des passifs d'UNS Energy est réputée égale à leur valeur comptable.

L'excédent du prix d'achat net estimatif de l'acquisition proposée, avant la dette prise en charge et les coûts d'acquisition, sur la juste valeur présumée des actifs nets acquis auprès d'UNS Energy est classé à titre d'écart d'acquisition dans le bilan consolidé *pro forma* non audité ci-joint.

[c] Émission d'actions ordinaires

Le financement présumé de l'acquisition proposée devrait se faire au moyen de l'émission, par l'intermédiaire de l'exercice de droits de conversion en vertu des débetures convertibles, d'environ 58,6 millions d'actions ordinaires de Fortis au prix de 30,72 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 1,8 G\$. Le total des coûts de délégation et de prise ferme ainsi que des commissions d'engagement dans le cadre du placement privé est estimé à 4 % du produit brut, ou environ 72 M\$, et donnera lieu à un actif d'impôts reportés correspondant d'environ 21 M\$ d'après le taux d'imposition prévu par la loi de 29 % pour la Société.

[d] Titres de créance à long terme additionnels

Le financement présumé de l'acquisition proposée devrait se faire au moyen de l'émission de titres de créance d'un montant d'environ 922 M\$. Les frais d'émission estimatifs des titres de créance d'environ 14 M\$ ont été comptabilisés dans les autres actifs et une charge d'amortissement correspondante d'environ 1 M\$ a été comptabilisée pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, d'après une durée estimative de 10 ans. Le taux d'intérêt estimatif s'établit à 6 %, ce qui donnerait lieu à des intérêts débiteurs additionnels de 55 M\$ et de 41 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, respectivement. Les intérêts débiteurs additionnels donneraient lieu à une économie d'impôts reportés correspondante de 16 M\$ et de 12 M\$, respectivement, d'après le taux d'imposition prévu par la loi de 29 % pour la Société.

[e] Coûts d'acquisition

Les coûts d'acquisition estimatifs s'élèvent à environ 30 M\$, ou environ 24 M\$ déduction faite des impôts. Les coûts d'acquisition donneront lieu à un actif d'impôts reportés d'environ 1 M\$ et à une réduction de la charge d'impôts exigibles de 5 M\$. Les coûts d'acquisition sont composés des frais estimatifs liés aux services bancaires d'investissement, à la comptabilité, à la fiscalité, aux services juridiques et des autres coûts estimatifs liés à la clôture de l'acquisition proposée. Ces coûts ont été inclus à titre d'ajustement *pro forma* des bénéfices non répartis, plutôt qu'inscrits dans les états consolidés des résultats *pro forma* non audités de la Société, du fait que ces charges sont directement attribuables à l'acquisition d'UNS Energy et qu'elles sont de nature non récurrente.

FORTIS INC.

Notes complémentaires

Au 30 septembre 2013 et pour la période de neuf mois close à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

3. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

[f] Impôts sur les bénéfices

Les impôts sur les bénéfices qui s'appliquent aux ajustements *pro forma* sont calculés d'après les taux d'imposition moyens de Fortis de 29 % (taux canadien) et de 38 % (taux américain) pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2013. Afin de refléter un avantage fiscal relativement au financement intersociétés, une réduction de la charge d'impôts de 11 M\$ et de 8 M\$ a été comptabilisée dans l'état consolidé des résultats *pro forma* non audité ci-joint pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, respectivement.

Les actifs et les passifs d'impôts reportés représentent l'impôt cumulatif applicable aux écarts temporaires entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués aux taux d'imposition qui devraient s'appliquer lorsque les écarts se résorberont. Aux fins des états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints, des taux relatifs aux impôts reportés de 29 % (taux canadien) et de 38 % (taux américain) ont été utilisés.

[g] Soldes historiques des capitaux propres d'UNS Energy

Les soldes historiques des capitaux propres d'UNS Energy, qui comprennent les bénéfices non répartis, le cumul des autres éléments du résultat étendu et les actions ordinaires, ont été éliminés au moment de la consolidation.

[h] Résultat par action ordinaire

Le calcul du résultat par action ordinaire *pro forma* pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 reflète l'émission présumée d'environ 58,6 millions d'actions ordinaires de Fortis comme si elle avait eu lieu le 1^{er} janvier 2012.

[i] Conversion des devises

Les actifs et les passifs d'UNS Energy, dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain, sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan consolidé *pro forma* non audité. Les produits et les charges liés aux activités d'UNS Energy sont convertis au taux de change moyen en vigueur au cours de la période de présentation de l'information financière. Les taux de change suivants ont été utilisés dans les états financiers consolidés *pro forma* non audités :

Bilan (\$ US/\$ CA)

Cours de change au comptant – 30 septembre 2013	1,03
---	------

État des résultats (\$ US/\$ CA)

Taux moyen – du 1 ^{er} janvier 2012 au 31 décembre 2012	1,00
--	------

Taux moyen – du 1 ^{er} janvier 2013 au 30 septembre 2013	1,02
---	------

ATTESTATION DE FORTIS INC.

En date du 20 décembre 2013

Le présent prospectus simplifié, avec les documents qui y sont intégrés par renvoi, révèle de façon complète, véridique et claire tout fait important relatif aux titres faisant l'objet du placement, conformément à la législation en valeurs mobilières de chacune des provinces du Canada.

(signé) H. STANLEY MARSHALL
Président et
chef de la direction

(signé) BARRY V. PERRY
Vice-président, Finances et
chef de la direction

Au nom du conseil d'administration

(signé) DAVID G. NORRIS
Administrateur

(signé) PETER E. CASE
Administrateur

ATTESTATION DES PRENEURS FERMES

En date du 20 décembre 2013

À notre connaissance, le présent prospectus simplifié, avec les documents qui y sont intégrés par renvoi, révèle de façon complète, véridique et claire tout fait important relatif aux titres faisant l'objet du placement, conformément à la législation en valeurs mobilières de chacune des provinces du Canada.

SCOTIA CAPITAUX INC.

(signé) Stuart Lochray

**RBC DOMINION VALEURS
MOBILIÈRES INC.**

(signé) David Dal Bello

VALEURS MOBILIÈRES TD INC.

(signé) Harold Holloway

MARCHÉS MONDIAUX CIBC INC.

(signé) David H. Williams

BMO NESBITT BURNS INC.

(signé) Aaron Engen

FINANCIÈRE BANQUE NATIONALE INC.

(signé) Iain Watson

VALEURS MOBILIÈRES DESJARDINS INC.

(signé) A. Thomas Little

FORTIS