

**FORMULAIRE 51-102A4**  
**DÉCLARATION D'ACQUISITION D'ENTREPRISE**

**RUBRIQUE 1 IDENTIFICATION DE LA SOCIÉTÉ**

**1.1 Dénomination et adresse de la société**

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « société »)  
139 Water Street, bureau 1201  
St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1B 3T2

**1.2 Membres de la haute direction**

Le membre de la haute direction suivant de Fortis est bien renseigné à propos de l'acquisition significative et de la présente déclaration :

Karl W. Smith  
Vice-président directeur et chef des finances  
709 737-2822

**RUBRIQUE 2 DÉTAILS DE L'ACQUISITION**

**2.1 Nature de l'entreprise acquise**

UNS Energy Corporation (« UNS Energy ») 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 2013 ont totalisé environ 1,5 milliard de dollars US et, en date du 30 juin 2014, le total de l'actif de UNS Energy s'établissait à environ à 4,5 milliards de dollars US.

UNS Energy compte trois filiales qui sont des entreprises de services publics réglementés, à savoir Tucson Electric Power Company (« TEP »), UNS Electric, Inc. (« Uns Electric ») et UNS Gas, Inc. (« UNS Gas ») (collectivement, les « entreprises de services publics d'UNS »). L'entreprise de services publics d'UNS Energy est intégrée verticalement, et les activités de production, de transport et de distribution sont réglementées à la fois par l'Arizona Corporation Commission (l'« ACC ») et par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (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 85 % du total de l'actif en date du 30 juin 2014 et environ 79 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de six mois close le 30 juin 2014. TEP a été constituée dans l'État de l'Arizona en 1963 et produit et transporte actuellement de l'électricité et en distribue à environ 414 000 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 de quelque 1 000 000 de personnes dans la région métropolitaine du grand Tucson, dans le comté de Pima, ainsi que dans 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 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 quelque 250 000 personnes. UNS Electric comptait pour à peu près 9 % du total de l'actif de UNS Energy en date du 30 juin 2014 et pour quelque 12 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de six mois close le 30 juin 2014.

UNS Gas est une société réglementée de distribution de gaz qui sert environ 150 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz. Ces comtés, dont la population combinée s'élève à environ 700 000 personnes, couvrent quelque 50 % du territoire de

l'État de l'Arizona. UNS Gas comptait pour à peu près 6 % du total de l'actif de UNS Energy au 30 juin 2014 et pour environ 9 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de six mois close le 30 juin 2014.

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 Energy Holdings, Inc. (« Millennium ») et de UniSource Energy Development Company (« UED »). Southwest Energy Solutions, Inc. (« 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 la centrale Springerville (« Springerville »).

Une description détaillée de l'entreprise de UNS Energy est présentée à l'annexe A des présentes.

## **2.2 Date d'acquisition**

Fortis a conclu l'acquisition (au sens donné plus loin) de toutes les actions émises et en circulation de UNS Energy le 15 août 2014.

## **2.3 Contrepartie**

Le 15 août 2014, Fortis a conclu l'acquisition (l'« acquisition ») de toutes les actions émises et en circulation de UNS Energy moyennant une contrepartie globale d'environ 4,5 milliards de dollars US, constituée d'une somme approximative de 2,5 milliards de dollars US au comptant (le « prix d'achat au comptant ») et de la prise en charge d'une tranche approximative de 2,0 milliards de dollars US de la dette à la clôture.

Fortis a financé une importante partie du prix d'achat au comptant de l'acquisition en prélevant i) 2,0 milliards de dollars sur ses facilités de crédit reliées à l'acquisition, constituées d'une facilité de crédit-relais à court terme au montant de 1,7 milliard de dollars, remboursable intégralement neuf mois après son décaissement, et d'une facilité de crédit-relais à moyen terme au montant de 300 millions de dollars (collectivement, les « facilités de crédit reliées à l'acquisition »), remboursable intégralement lors du deuxième anniversaire de son décaissement et ii) 265 millions de dollars US sur sa facilité de crédit renouvelable consentie d'entreprise au montant de 1,0 milliard de dollars (la « facilité renouvelable »). Le reste du prix d'achat au comptant a été financé à l'aide de l'encaisse. Une importante partie de cette dette en cours sera remboursée sur le produit net du versement final payable au plus tard le 27 octobre 2014 (la « date du versement final ») en un montant total de 1,165 milliard de dollars (le « produit net du versement final ») sur les débentures subordonnées convertibles non garanties à 4,00 % (les « débentures convertibles ») de la société représentées par des reçus de versement. À compter de la date du versement final, les porteurs de débentures convertibles entièrement libérées ont le droit de convertir leurs débentures convertibles en actions ordinaires (les « actions ordinaires ») de Fortis à un prix de conversion de 30,72 \$ l'action ordinaire, soit un taux de conversion de 32,5521 actions ordinaires par montant en capital de 1 000 \$ de débentures convertibles.

Dans le cadre des démarches entreprises pour l'obtention des approbations des autorités de réglementation exigées à l'égard de l'acquisition, Fortis s'est engagée à fournir certains avantages aux clients et à la collectivité de UNS Energy, notamment : i) les clients de détail des entreprises de services publics d'UNS recevront des crédits de facturation totalisant 30 millions de dollars US sur une période de cinq ans (10 millions de dollars US durant la première année et 5 millions de dollars US annuellement durant les années deux à cinq); ii) UNS Energy et les entreprises de services publics d'UNS adopteront certaines dispositions en matière de cloisonnement et de gouvernance qui comporteront la mise en place, par UNS Energy, d'un conseil d'administration formé d'une majorité de membres indépendants, qui seront aussi en majorité des résidents de l'État de l'Arizona; iii) les dividendes versés à UNS Energy par les entreprises de services publics d'UNS seront limités à 60 % du revenu net respectif de ces entreprises de services publics d'UNS durant cinq ans après l'acquisition ou jusqu'à ce que la composante respective de capitaux propres de ces entreprises atteigne 50 % du capital total (exclusion faite de la survaleur comptabilisée) selon des calculs conformes aux principes comptables généralement reconnus aux États-Unis; et iv) Fortis injectera des capitaux de 220 millions de dollars US dans les entreprises de services publics d'UNS, par l'intermédiaire d'UNS Energy, après la clôture de l'acquisition.

#### **2.4 Effet sur la situation financière**

Fortis n'a actuellement aucun projet de changement important dans ses activités ou dans celles de UNS Energy qui pourrait avoir un effet significatif sur les résultats d'exploitation et la situation financière de Fortis.

#### **2.5 Évaluations antérieures**

Sans objet.

#### **2.6 Parties à l'opération**

L'acquisition n'était pas une opération avec une personne informée, une personne ayant des liens avec Fortis ou un membre du même groupe que celle-ci (au sens de ces expressions dans le *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*).

#### **2.7 Date de la déclaration**

Le 2 septembre 2014.

### **RUBRIQUE 3 ÉTATS FINANCIERS**

Les états financiers suivants sont inclus à titre d'annexe à la présente déclaration d'acquisition d'entreprise :

#### **Annexe B**

Les états financiers consolidés audités de UNS Energy et de TEP en date des 31 décembre 2013 et 31 décembre 2012, ainsi que les rapports du cabinet comptable indépendant inscrit à l'égard de ces états financiers consolidés datés du 25 février 2014, sauf en ce qui concerne les effets de la révision dont il est question à la note 1 des états financiers consolidés, qui portent la date du 14 août 2014.

#### **Annexe C**

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités de UNS Energy et de TEP pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2014.

#### **Annexe D**

Les états financiers consolidés *pro forma* non audités de Fortis au 30 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

### **Avertissement concernant les états financiers consolidés pro forma non audités**

La présente déclaration d'acquisition d'entreprise contient un bilan consolidé au 30 juin 2014 et des états des résultats consolidés de la société au 30 juin 2014 et pour la période de six mois close à cette date et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013, tous *pro forma* et non audités, qui donnent effet i) à l'acquisition; et ii) aux hypothèses formulées à l'égard du financement de l'acquisition, y compris les sommes tirées sur les facilités de crédit reliées à l'acquisition et la facilité de crédit renouvelable, la réception du produit net du versement final et l'émission d'au plus 58 593 750 actions ordinaires lors de la conversion des débetures convertibles. 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. Ces états financiers consolidés *pro forma* non audités ne sont pas censés être représentatifs des résultats qui auraient réellement 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 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. Les lecteurs ne devraient pas se fonder indûment sur ces états financiers consolidés pro forma non audités.

Dans la présente déclaration d'acquisition d'entreprise, 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 ayant cours légal au Canada. Les renvois aux « dollars US » ou aux « \$ US » visent la monnaie ayant cours légal aux États-Unis d'Amérique, parfois appelée aux présentes « dollar américain ». Le 29 août 2014, le taux acheteur publié à midi par la Banque du Canada était de 1,00 \$ US = 1,0858 \$ CA.

EN DATE DU 2 septembre 2014.

par

*(signé) Karl W. Smith*

---

Karl W. Smith

Vice-président directeur et chef des finances

## REMARQUES SPÉCIALES CONCERNANT LES DÉCLARATIONS PROSPECTIVES

La présente déclaration d'acquisition d'entreprise contient de l'information prospective qui reflète les attentes 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) du rendement, des perspectives et des occasions commerciales futurs de UNS Energy, ainsi que de l'intégration de ses entreprises de services publics d'électricité et de gaz à l'exploitation existante de Fortis et iii) l'incidence des opérations conclues par la société relativement au financement de l'acquisition, y compris les sommes tirées sur les facilités de crédit reliées à l'acquisition et la facilité de crédit renouvelable, la réception du produit net du versement final et l'émission d'au plus 58 593 750 actions ordinaires lors de la conversion des débentures convertibles. 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 nécessairement ces mots d'identification. Même si l'information prospective reflète les croyances actuelles de la direction et est fondée sur les renseignements actuellement à la portée de celle-ci, rien ne peut garantir que les résultats réels seront compatibles avec l'information prospective. L'information prospective est soumise à des risques, à des incertitudes, à des hypothèses et à d'autres facteurs d'importance par suite desquels les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats historiques ou des résultats prévus par l'information prospective. Par suite de divers facteurs, les résultats, le rendement ou les réalisations réels pourraient différer considérablement des résultats que l'information prospective aborde ou laisse entendre. Ces facteurs devraient être étudiés attentivement, et on ne saurait accorder une importance indue à l'information prospective. Toute l'information prospective est fournie à la date de la présente déclaration d'acquisition d'entreprise et est intégralement assujettie à l'avertissement précité. Sauf tel que l'exige la loi, la société ne s'engage aucunement à réviser ou à mettre à jour une information prospective par suite de renseignements nouveaux, d'événements futurs ou autrement.

## ANNEXE A L'ENTREPRISE DE UNS ENERGY

### UNS Energy Corporation

UNS Energy 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.

UNS Energy compte trois filiales qui sont des entreprises de services publics réglementés, à savoir TEP, UNS Electric et UNS Gas. 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 en date du 30 juin 2014 et pour la période de six mois close à cette date était le suivant :

<b>Pourcentage de UNS Energy (en date du 30 juin 2014 et pour la période de six mois close à cette date)</b>			
<b>Filiale</b>	<b>Total de l'actif</b>	<b>Revenus d'exploitation</b>	<b>Revenu net</b>
TEP.....	85 %	79 %	82 %
UNS Electric .....	9 %	12 %	10 %
UNS Gas.....	6 %	9 %	8 %

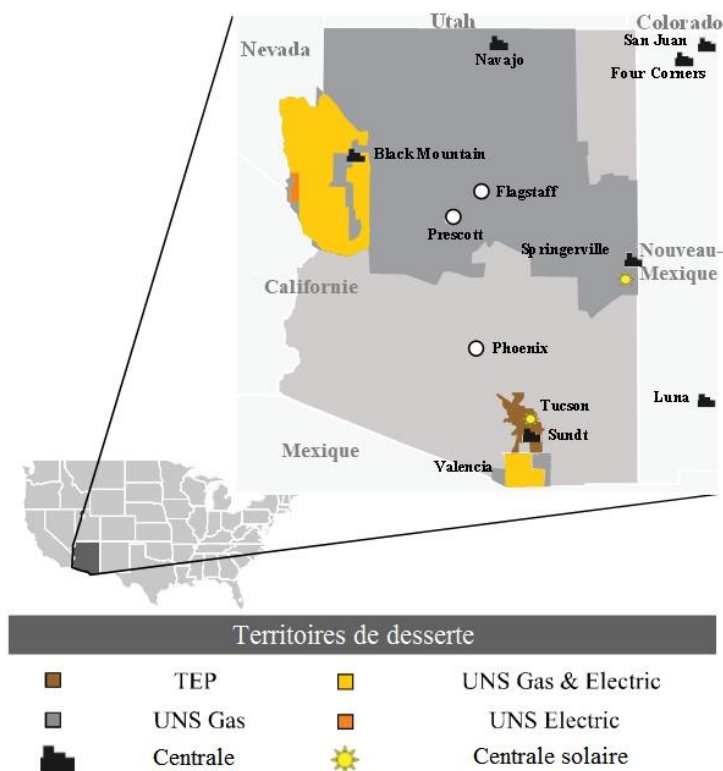
Les revenus de TEP et ceux de UNS Electric comprennent des revenus tirés des ventes d'électricité au détail et des ventes d'électricité en gros qui portent principalement sur l'électricité produite aux installations dont TEP ou UNS Electric sont propriétaires ou locataires, selon le cas. En outre, TEP 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 Generation and Transmission Association, Inc. (« Tri-State ») et de Salt River Project Agricultural Improvement and Power District (« SRP »), respectivement. Les revenus de UNS Gas proviennent principalement des ventes de gaz au détail et en gros.

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 en date des 31 décembre 2013 et 2012, notamment les états consolidés des résultats et des flux de trésorerie pour les exercices terminés les 31 décembre 2013, 2012 et 2011, ainsi que les états financiers consolidés non audités de UNS Energy pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, lesquels figurent dans la présente déclaration d'acquisition d'entreprise.

### Territoire de desserte de UNS Energy

Les filiales de services publics réglementés de UNS Energy servent environ 657 000 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 d'UNS Energy



### Profil de production de UNS Energy

UNS Energy est actuellement propriétaire ou locataire de ressources de production d'une capacité globale de 2 392 mégawatts (« MW »), y compris une capacité de production d'énergie solaire de 18 MW. Au 30 juin 2014, environ 70 % 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 quelque 15 500 MW, dont 34 % est alimentée au charbon.

### 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 85 % du total de l'actif en date du 30 juin 2014 et environ 79 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de six mois close le 30 juin 2014. TEP a été constituée dans l'État d'Arizona en 1963 et produit et transporte actuellement de l'électricité et en distribue à environ 414 000 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 dans des parties du comté de Cochise. TEP possède une capacité de production suffisante qui, combinée 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 2009 à 2013, 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



liée aux clients de détail de 2 230 MV en 2013. 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.

### ***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 % des revenus d'exploitation de TEP en 2013. En 2013, 42 % des ventes d'énergie de TEP avaient trait à des clients résidentiels, 23 % à des clients commerciaux, 23 % à des clients industriels autres que miniers et 12 % à des clients du secteur minier. En 2014, 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 diminué de 1,2 % en 2013 en partie à cause d'un accroissement de l'entretien prévu et non prévu aux mines, ce qui a réduit la demande d'électricité de celles-ci. Les ventes au détail de TEP dépendent de plusieurs facteurs, notamment de la conjoncture économique, des conditions climatiques saisonnières, des mesures de gestion de la demande (« MGD ») 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 2013, en 2012 et en 2011, 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 2013 se sont établies à environ 9 279 gigawattheures (« GWh »), soit 0,1 % de moins que les volumes des ventes de 2010.

### ***Clients 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 11 % des revenus d'exploitation totaux de TEP pour 2013. 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 des circonstances précises. Voir la rubrique « 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 en 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 2013, 20 % des revenus de TEP tirés des ventes en gros ou environ 2 % des revenus d'exploitation totaux de TEP pour 2013 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 tenue d'acheter 500 000 mégawattheures (« MWh ») d'énergie en période de pointe par année auprès de TEP.
- TEP a conclu un contrat avec la Navajo Tribal Utility Authority (« 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 aux prix variables des marchés au comptant et effectue d'autres ventes d'énergie qui ne sont pas des contrats fermes. En 2013, 69 % des revenus d'exploitation de TEP tirés des ventes en gros ou environ 8 % des revenus d'exploitation totaux de TEP pour 2013 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 de l'électricité. De plus, 10 % des profits tirés des ventes en gros à court terme sont transférés aux clients de détail de TEP.

#### ***Ressources de production et autres ressources***

Au 30 juin 2014, TEP était propriétaire d'installations de production d'électricité d'une capacité de 1 853 MW et louait une capacité de production d'électricité de 387 MW, ce qui représente une capacité de production nette totalisant 2 240 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 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 <sup>1)</sup> .....	1	Springerville, AZ	1985	Charbon	387	TEP	100,0	387
Centrale Springerville .....	2	Springerville, AZ	1990	Charbon	390	TEP	100,0	390
Centrale Springerville <sup>2)</sup> .....	3	Springerville, AZ	2005	Charbon	400	TEP	0,0	0
Centrale Springerville <sup>2)</sup> .....	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
Centrale 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 <sup>3)</sup> .....								2 240

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 en date du 31 décembre 2013. En date 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 « 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 vente et de cession-bail à l'égard des installations de manutention de charbon de Springerville et a acheté depuis une participation de 13 % dans celles-ci. En avril 2014, TEP s'est engagée à acheter les installations de manutention de charbon de Springerville moyennant un prix fixe de 120 millions de dollars US à

l'expiration de la durée du bail, en avril 2015. 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 de 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 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 66 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 la 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 « 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 à d'autres entreprises de services publics et 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 portant sur la charge 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, en plus de l'énergie produite par ses installations alimentées au charbon et de l'électricité achetée, pour répondre à la demande de pointe estivale de ses clients de détail et pour répondre aux besoins locaux de fiabilité. 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. Ces coûts sont récupérés en grande partie auprès des clients au moyen des tarifs applicables aux ventes de détail.

TEP est membre d'un organisme régional de partage des réserves et a établi des arrangements de fiabilité et des relations de partage d'énergie 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 réserves 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 North American Electric Reliability Corporation (« 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

En date du 30 juin 2014, 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. En 2014, TEP prévoit terminer des projets solaires fournissant une capacité de 20 MW à Ft. Huachuca, en Arizona, et de 10 MW à Springerville, en Arizona.

Pour répondre aux exigences de l'ACC en matière d'énergie renouvelable qui, notamment, obligent 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 102 MW de ressources éoliennes et une capacité de 4 MW tirée d'une centrale de production alimentée en gaz d'enfouissement. En date du 31 décembre 2013, des tranches d'environ 88 MW de ressources solaires et de 51 MW de ressources éoliennes visées par des contrats de TEP étaient fonctionnelles. Les ressources restantes assujetties à des contrats de TEP devaient être aménagées au cours des prochaines années. Les CAE solaire 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 « Réglementation – Norme relative à l'énergie renouvelable et tarif ».

#### Ressources de production future

TEP est à évaluer plusieurs 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 est axée sur la stabilité tarifaire à long terme pour les clients, l'atténuation des incidences environnementales, la conformité avec les exigences réglementaires et la mise à profit de l'infrastructure existante de services publics. TEP prévoit réduire graduellement à la longue sa dépendance envers 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 l'année 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 norme d'énergie renouvelable (« NER ») de TEP pour 2014 qui a été approuvé par l'ACC comprend un investissement de 28 millions de dollars US à l'égard des projets de ressources solaires appartenant à la société et une somme additionnelle de 12 millions de dollars US en 2015.

En décembre 2013, TEP et UNS Electric ont conclu une entente (la « convention d'achat Gila River ») avec une filiale d'Entegra Power Group LLC (« Entegra ») pour 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. On s'attend à ce que TEP achète une participation indivise de 75 % dans l'unité 3 de Gila River (413 MW) moins une somme approximative de 164 millions de dollars US et à ce que UNS Electric achète la participation indivise restante de 25 % (137 MW) moyennant une somme approximative de 55 millions de dollars US, bien que TEP et UNS Electric puissent modifier le pourcentage de propriété leur étant attribué. L'achat de Gila River cadre avec la stratégie de TEP qui consiste à

diversifier la répartition des combustibles de production de celle-ci et à réduire graduellement sa dépendance envers le charbon. Voir la rubrique « TEP – Approvisionnement en combustible ». La clôture de l'achat de Gila River est prévue pour décembre 2014 sous réserve, notamment, de l'obtention des approbations nécessaires des autorités de réglementation. Le 4 août 2014, Entegra a produit une déclaration de faillite « convenue d'avance » (*prepackaged*) en vertu du chapitre 11 devant la U.S. Bankruptcy Court pour le district du Delaware. TEP et UNS Electric avaient prévu cette faillite et sont d'avis qu'elle n'aura pas d'incidence sur leur acquisition de l'unité 3 de Gila River. TEP s'attend à financer l'acquisition prévue de Gila River à l'aide de d'injections de capitaux propres de Fortis et, par la suite, de UNS Energy, et grâce à l'émission de titres de créance à long terme.

Gila River remplacera la capacité liée aux installations louées alimentées au charbon 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 « Réglementation environnementale – Règles relatives au brouillard régional – San Juan ».

### ***Approvisionnement en combustible***

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

	<b>Coût moyen par kWh (cents US par kWh)</b>			<b>Pourcentage des ressources totales en kWh</b>		
	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Charbon .....	2,66	2,54	2,56	75 %	72 %	73 %
Gaz.....	4,57	4,54	5,99	8 %	11 %	7 %
Électricité achetée.....	4,83	3,44	3,94	17 %	17 %	20 %
Tous les combustibles.....	3,54	3,19	3,30	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 2013, 75 % du total des ressources en énergie de TEP provenaient des centrales alimentées au charbon de TEP, comparativement à 72 % en 2012 et à 73 % en 2011. En 2013, 91 % de la production totale d'électricité de TEP a été réalisée 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 48,51 \$ US en 2013, à 45,84 \$ US en 2012 et à 46,64 \$ US en 2011. Le tableau suivant indique le fournisseur, la date d'expiration du contrat et la quantité de charbon consommée en 2013 à l'égard des centrale alimentées au charbon de TEP pour lesquelles le charbon était acheté conformément à un contrat d'approvisionnement à long terme :

<b><u>Centrale</u></b>	<b><u>Fournisseur de charbon</u></b>	<b><u>Consommation de charbon en 2013 (milliers de tonnes)</u></b>	<b><u>Expiration du contrat</u></b>
Springerville .....	Peabody Coalsales	3 172	2020
Four Corners.....	BHP Billiton	381	2016
San Juan.....	San Juan Coal Co.	1 306	2017
Navajo .....	Peabody Coalsales	560	2019

TEP est actuellement l'exploitante et l'unique propriétaire (ou locataire) des unités 1 et 2 de Springerville (voir la rubrique « 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 acheminé par des canalisations à partir d'un site d'enfouissement situé à proximité. Depuis 2010, TEP a alimenté l'unité 4 de Sundt au charbon et au gaz naturel, selon la ressource qui était la plus économique. En 2014, TEP prévoit alimenter l'unité 4 de Sundt surtout au moyen de ses stocks de charbon existants sur place. 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 of New Mexico (« 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 également les rubriques « Réglementation environnementale – Règles relatives au brouillard régional » et « 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 unités alimentées au gaz, 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 El Paso Natural Gas (« 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 140 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 existants. En 2013, environ 1 % des revenus d'exploitation de TEP provenaient des ventes du secteur du transport en gros de celle-ci.

#### ***Effectif***

Le 30 juin 2014, TEP comptait 1 427 employés, dont environ 49 % étaient représentés par la section locale 1116 de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (la « FIOE »). Une nouvelle convention collective a été conclue entre la section locale 1116 de la FIOE et TEP en janvier 2013 et expire en janvier 2016.

## **UNS Electric**

UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui servait environ 93 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona, au 30 juin 2014. La population de ces comtés s'établit à quelque 250 000 personnes. UNS Electric comptait pour à peu près 9 % du total de l'actif de UNS Energy au 30 juin 2014 et pour environ 12 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de six mois close le 30 juin 2014.

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 2013 était de 423 MW. Le taux de croissance annuel de la clientèle de détail de UNS Electric a été inférieur à 1 % de 2010 à 2013. 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'achats 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 2013, ont comblé 152 MW ou 36 % de sa demande de pointe en 2013.

### **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 UED, la filiale de UNS Energy. 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 est constituée de 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.

En décembre 2013, UNS Electric a conclu une entente pour l'achat de 25 % de l'unité 3 de Gila River (137 MW) à un montant approximatif de 55 millions de dollars US, TEP achetant la participation restante de 75 % (413 MW). TEP et UNS Electric peuvent modifier le pourcentage de répartition entre elles. La clôture de l'achat de Gila River est prévue pour décembre 2014, sous réserve, notamment, de l'obtention des approbations nécessaires des autorités de réglementation. L'achat d'une participation de 25 % dans l'unité 3 de Gila River s'inscrit dans la stratégie de UNS Electric qui consiste à réduire la dépendance de celle-ci envers les achats sur le marché de gros pour répondre à la demande des clients de détail.

### **Ressources en énergie renouvelable**

UNS Electric s'est engagée à acheter la production d'installations combinant un parc éolien de 10 MW et une centrale solaire de 0,5 MW situés à proximité de Kingman. 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 NER de UNS Electric. Voir la rubrique « Réglementation – Norme relative à l'énergie renouvelable et tarif ». UNS Electric prévoit aussi investir 7 millions de dollars US en 2014 dans les installations solaires PV lui appartenant.

### ***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 appartenant à 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 a terminé la construction de sa ligne de transport à 138 kilovolts (« kV ») depuis Tucson jusqu'à Nogales à la fin de 2013. Ce projet remplace une ligne de transport à 115 kV qui reliait auparavant la charge de UNS Electric au réseau de WAPA. Cette nouvelle ligne de transport relie désormais la charge de



UNS Electric à Nogales directement au réseau de transport à haute tension de TEP. Le raccordement au réseau de TEP élimine l'obligation d'avoir une production locale à Nogales, laquelle était nécessaire en raison des restrictions du réseau de WAPA.

### ***Effectif***

Le 30 juin 2014, UNS Electric comptait 141 employés, dont 27 étaient représentés par la section locale 387 de la FIOE et 87 étaient représentés par la section locale 769 de la FIOE. Les conventions existantes conclues avec la section locale 387 de la FIOE et la section locale 769 de la FIOE expirent en février 2017 et en juin 2016, respectivement.

### **UNS Gas**

UNS Gas est une société réglementée de distribution de gaz qui sert environ 150 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona. Ces comtés, dont la population combinée s'élève à environ 700 000 personnes, couvrent quelque 50 % du territoire de l'État de l'Arizona. UNS Gas comptait pour environ 6 % du total de l'actif de UNS Energy au 30 juin 2014 et environ 9 % des revenus d'exploitation de UNS Energy pour la période de six mois close le 30 juin 2014.

La clientèle de UNS Gas est principalement constituée de clients résidentiels, et ceux-ci ont représenté à peu près 61 % des revenus totaux de UNS Gas en 2013. Le taux de croissance annuel de la clientèle de détail de UNS Gas a été inférieur à 1 % de 2010 à 2013. 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 dépend 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 conclus jusqu'à trois ans d'avance dans le but de couvrir au moins 60 % 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 fermes, 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 d'EPNG s'établit à environ 655 000 unités thermiques par jour, et la moyenne atteint 1 095 000 unités thermiques par jour durant la saison d'hiver (de 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 230 000 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 126 000 unités thermiques, et la moyenne est de 222 000 unités thermiques par jour durant la saison d'hiver.

## ***Effectif***

Le 30 juin 2014, UNS Gas comptait 183 employés, dont 106 étaient représentés par la section locale 1116 de la FIOE et 5 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 2017, respectivement.

## **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 UED. 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 juin 2014, SES comptait 245 employés, dont 215 étaient représentés par la section locale 1116 de la FIOE et 19 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 pour les services publics de TEP, de UNS Electric et de UNS Gas. 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 d'installations de services publics réduisent la base tarifaire. Les tarifs que TEP, UNS Electric et UNS Gas 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 destinés au services des clients de détail. 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 Electric et de UNS Gaz. En tant que producteurs d'électricité, TEP et UNS Electric ont chacune 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 visées 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 2014 l'objectif voulant que l'énergie renouvelable représente 4,5 % des ventes au détail en kilowattheure (« 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. Les normes EE visant l'électricité exigent une réduction annuelle ciblée de 22 % des ventes au détail en kWh d'ici 2020. Depuis la mise en œuvre des normes EE visant l'électricité, la réduction annuelle cumulative de TEP correspondait à environ 4,4 % des ventes au détail en kWh et celle de UNS Electric correspondait à quelque 4,7 % des ventes au détail en kWh en date du 31 décembre 2013.

Les programmes de MGD 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 avec les 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 de MGD. Les programmes de MGD 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 de l'Arizona. 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 (au sens donné plus loin) 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 partiel. Voir les rubriques « Tarifs – TEP » et « Tarifs – UNS Electric ».

### ***Normes d'efficacité énergétique visant le gaz***

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 visées à mettre en œuvre des programmes de MGD efficaces sur le plan des coûts. 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. Depuis la mise en œuvre des normes EE visant le gaz en 2010, les clients de UNS Gas ont réalisé une économie cumulative d'énergie d'à peu près 0,5 % des ventes au détail totales en unités thermiques en date du 31 décembre 2013.

Les programmes de MGD 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 de MGD. Les programmes de MGD 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 concernant la vente au détail d'électricité (les « règles ») qui prévoyaient un cadre pour l'instauration de la concurrence dans la vente au détail d'électricité en Arizona. Certaines parties des règles de l'ACC qui permettaient aux fournisseurs de service d'électricité (« 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 et, en 2012, plusieurs 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 au détail d'électricité dans le territoire de desserte de TEP à titre de FSE. À moins que l'ACC ne précise les règles et(ou) n'accorde un CCN à un FSE, il est impossible pour les clients de détail de TEP d'utiliser un FSE substitut.

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 prévoir 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 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<sup>er</sup> 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'à peu près 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, de la production distribuée et du mécanisme de rajustement lié à la conformité environnementale (« RCE ») 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 a approuvé également des rajustements et des modifications à l'égard du mécanisme de la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible de TEP, qui permet à TEP de transmettre aux clients la plupart des coûts du combustible, y compris les coûts de remise en état finale.

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 de TEP peut être composée à 43,5 % de capitaux propres, à 56,0 % de dette à long terme et à 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 Electric***

En décembre 2013, l'ACC a approuvé une nouvelle structure tarifaire pour UNS Electric qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2014 (l'« ordonnance tarifaire d'électricité de UNS pour 2013 »). L'ordonnance tarifaire d'électricité de UNS pour 2013 prévoit un tarif de base au détail hors combustible d'environ 3 millions de dollars US en fonction d'une BTCO de quelque 213 millions de dollars US et d'une BTJV d'à peu près 283 millions de dollars US. L'ordonnance tarifaire d'électricité de UNS pour 2013 prévoyait 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, l'ordonnance tarifaire d'électricité de UNS pour 2013 prévoyait 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 plus utile des coûts de transport associés au service des clients de détail.

## *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 des revenus perdus au titre des coûts fixes de moins de 0,1 million de dollars US en 2014, en fonction des ventes au détail perdues estimatives en unités thermiques entre mai 2012 et décembre 2013. L'ordonnance tarifaire approuvée par l'ACC est fondée sur un rendement de capitaux propres 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<sup>er</sup> mai 2012.

Le mécanisme comportant un rajustement lié au gaz acheté (le « RGA ») vise à contrer la volatilité des prix du gaz naturel et à permettre à UNS Gas de recouvrer ses coûts réels des marchandises, y compris les coûts du transport, au moyen d'un rajustement des prix. La différence entre les coûts mensuels réels pour le gaz et le transport de UNS Gas et le coût moyen du gaz et du transport en fonction d'un roulement sur 12 mois est reportée et recouvrée ou retournée aux clients grâce au mécanisme RGA. En octobre 2013, l'ACC a approuvé une augmentation du crédit existant au titre 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 en date du 30 septembre 2013. Le crédit a pris fin en avril 2014. La fourchette du RGA de UNS Gas s'établissait entre 0,4504 et 0,5280 cents par unité thermique en 2013, et entre 0,5202 et 0,6501 cents par unité thermique en 2012.

## **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'organisme Environmental Protection Agency (l'« EPA ») des États-Unis. 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 aux polluants atmosphériques dangereux***

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 des règles définitives pour l'établissement de normes relatives au contrôle des émissions de mercure et d'autres polluants atmosphériques dangereux provenant des centrales (les « règles MATS »).

### **Navajo**

Selon les règles MATS, il se peut que Navajo doive se doter d'un équipement pour le contrôle des émissions de mercure et de particules d'ici avril 2016. La quote-part de TEP des dépenses en immobilisations estimatives liées à cet équipement est inférieure à 1 million de dollars pour le contrôle du mercure et s'élèvera à quelque 43 millions de dollars US s'il s'avère nécessaire d'ajouter des dépoussiéreurs à sacs filtrants pour le contrôle des particules. L'exploitant de Navajo étudie actuellement les besoins en matière de dépoussiéreurs à sacs filtrants à l'aide de divers scénarios possibles au regard de la réglementation, qui seront touchés par les règles relatives à la meilleure technologie de mise à niveau disponible (les « règles de mise à niveau »), lorsque celles-ci seront disponibles. TEP prévoit que sa quote-part des coûts d'exploitation annuels liés au contrôle des émissions de mercure et aux dépoussiéreurs à sacs filtrants s'élèvera à moins de 1 million de dollars US pour chacun de ces éléments.

### **San Juan**

TEP s'attend à ce que les mesures de contrôle des émissions en place à San Juan soient suffisantes pour lui permettre de respecter les règles MATS.

## Four Corners

Selon les règles MATS, il se peut que Four Corners doive se doter d'un équipement pour le contrôle des émissions de mercure d'ici avril 2015. La quote-part de TEP des dépenses en immobilisations estimatives liées à cet équipement est inférieure à 1 million de dollars. TEP prévoit que sa quote-part des coûts d'exploitation annuels liés au contrôle des émissions de mercure s'élèvera à moins de 1 million de dollars US.

## Centrale Springerville

Selon les règles MATS, il se peut que la centrale Springerville doive se doter d'un équipement pour le contrôle des émissions de mercure d'ici avril 2016. Les dépenses en immobilisations estimatives liées à cet équipement pour les unités 1 et 2 de Springerville est d'environ 5 millions de dollars US. TEP prévoit que les coûts d'exploitation annuels liés à l'équipement de contrôle des émissions de mercure s'élèvera à quelque 1 million de dollars US. Les coûts estimatifs sont imputés à parts égales aux deux unités. TEP sera propriétaire à 49,5 % de l'unité 1 de Springerville à la clôture des options d'achat des baux en janvier 2015. Après la conclusion de ces achats, des tiers propriétaires seront responsables de 50,5 % des coûts en matière d'environnement attribuables à l'unité 1 de Springerville. TEP demeurera responsable de la totalité des coûts en matière d'environnement attribuables à l'unité 2 de Springerville.

## Centrale Sundt

TEP s'attend à ce que les règles MATS n'aient qu'une faible incidence sur les dépenses en immobilisations relatives à la centrale Sundt.

### ***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 à l'égard de certaines installations industrielles émettant des polluants atmosphériques qui réduisent la visibilité dans les parcs nationaux et les régions sauvages. Ces règles exigent que tous les États établissent des objectifs et des stratégies de réduction des émissions afin d'améliorer la visibilité. 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 la planification relative au brouillard régional pour ces centrales.

La conformité avec les règles de mise à niveau de l'EPA et 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 prévoir l'issue définitive de ces questions. Voir la rubrique « 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 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 des 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<sub>x</sub> 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 qui est 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 mise en œuvre à Navajo, TEP estime que sa quote-part des coûts en capital s'établira à 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 quelque 43 millions de dollars US. La quote-part de TEP dans les coûts d'exploitation annuels liés à la RCS et aux dépoussiéreurs à sacs filtrants est estimée à moins de 1 million de dollars US pour chacune de ces technologies de contrôle. L'EPA pourrait rendre sa décision en 2014.

### 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 atmosphériques 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 afin de réduire les émissions de NO<sub>x</sub> 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 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 totalisera à peu près 6 millions de dollars US.

En 2011, Public Service Company of New Mexico (« PNM ») a déposé une demande de révision et une requête de suspension à l'égard du PMF auprès de la cour d'appel du dixième circuit des États-Unis (la « cour du dixième circuit »). En outre, l'exploitant 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 du dixième circuit. L'État du Nouveau-Mexique a déposé des requêtes similaires auprès de la cour du dixième circuit et de l'EPA. Plusieurs groupes environnementaux ont été autorisés à se joindre aux parties qui s'opposaient à la requête de révision de PNM devant la cour du dixième circuit. En outre, WildEarth Guardians a déposé un appel distinct contre l'EPA afin de contester le calendrier de mise en œuvre du PMF sur cinq ans. PNM a été autorisée à se joindre aux parties opposées à cet appel. En mars 2012, la cour du dixième circuit a rejeté la requête de suspension de PNM et de l'État du Nouveau-Mexique. Les plaidoiries dans le cadre de l'appel ont été entendues en octobre 2012.

En février 2013, l'État du Nouveau-Mexique, l'EPA et PNM ont signé une entente non exécutoire (l'« entente de règlement ») qui décrit une solution de rechange au PMF. Les modalités de l'entente de règlement comprennent 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 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 (le « DENM ») a préparé une révision du plan de mise en œuvre étatique (le « PME ») concernant le brouillard régional qui intègre les dispositions de l'entente de règlement et, en septembre 2013, la commission d'amélioration environnementale du Nouveau-Mexique a approuvé la révision du PME. En mai 2014, l'EPA a proposé l'approbation du PME révisé et le retrait du PMF existant. L'EPA s'attend à rendre une décision définitive à l'égard du PME révisé en 2014. 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 US. TEP est propriétaire d'une capacité de 340 MW ou de 50 % de la capacité des unités 1 et 2 de San Juan. Si l'unité de 2 de San Juan est mise hors service, la capacité de production alimentée au charbon de TEP serait réduite de 170 MW.

En ce qui a trait à la mise en œuvre de la révision du PME et à la mise hors service des unités 2 et 3 de San Juan, certains des propriétaires participants de San Juan (les « participants ») ont indiqué qu'ils souhaitaient se défaire de leur participation de propriétaire dans la centrale. Par conséquent, les participants tentent de négocier une restructuration de la propriété dans San Juan, ainsi que d'aborder, entre autres choses, les obligations des participants existants relativement à la mise hors service de la centrale, à la remise en état de la mine, aux questions environnementales et à certains coûts d'exploitation permanents. Les participants ont confié à un médiateur le soin de faire avancer les démarches pour la résolution de ces questions entre les propriétaires. Les propriétaires des unités visées peuvent aussi chercher à obtenir l'approbation des commissions ou des conseils d'administration de leur entreprise de services publics. Nous ne sommes pas en mesure de prévoir l'issue des négociations et du processus de médiation.

En octobre 2013, la cour du dixième circuit a rendu sa décision à l'égard d'une requête présentée par PNM pour obtenir le rejet des requêtes en instance portant sur la révision et sur le report de la séance d'information relative à une requête de suspension à l'égard du PMF présentée simultanément. La cour du dixième circuit a

suspendu les démarches relatives aux requêtes en instance quant à la révision et a fixé l'échéancier pour la présentation, par les parties, de rapports sur la situation. La cour a statué que si, à tout moment, l'entente de règlement n'est pas mise en œuvre de la manière prévue, toute partie au litige pourra présenter une requête pour faire renverser la décision sur le rejet.

En date du 30 juin 2014, la valeur comptable de la quote-part de TEP dans l'unité 2 de San Juan s'établissait à 112 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 ne peut prévoir l'issue définitive de cette question. Voir la rubrique « Facteurs de risque liés aux activités et exploitations de la société et de UNS Energy postérieures à l'acquisition ».

#### 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 une unité d'ici octobre 2016 et sur les unités restantes d'ici octobre 2017. En décembre 2013, APS, l'exploitant de Four Corners, a décidé de fermer les unités 1, 2 et 3 et d'installer la technologie RCS sur les unités 4 et 5. Ce scénario permet le report de l'installation de la technologie RCS jusqu'en juillet 2018. La quote-part estimative de TEP dans les coûts en capital liés à l'installation de la technologie RCS sur les unités 4 et 5 s'établit à environ 35 millions de dollars US. La quote-part de TEP dans les coûts d'exploitation annuels supplémentaires associés à la technologie RCS est évaluée à 2 millions de dollars US.

#### Springerville

Les dispositions concernant la meilleure technologie de mise à niveau disponible qui sont contenues dans les règles relatives au brouillard régional nécessitant des mises à niveau pour le contrôle des émissions ne s'appliquent pas aux unités 1 et 2 de Springerville puisqu'elles ont été construites dans les années 1980, soit au-delà de la période indiquée dans les règles. D'autres dispositions des règles relatives au brouillard régional nécessitant une plus grande réduction des émissions n'auront vraisemblablement pas d'incidence sur l'exploitation de Springerville avant 2018.

#### Sundt

En juillet 2013, l'EPA a rejeté la conclusion de l'État de l'Arizona relative au plan de mise en œuvre selon laquelle l'unité 4 de Sundt n'était pas assujettie aux dispositions concernant la meilleure technologie de mise à niveau disponible qui sont contenues dans les règles relatives au brouillard régional et a fixé un échéancier pour la présentation d'un PMF à l'égard des sources d'émissions, y compris l'unité 4 de Sundt. Même si TEP n'est pas d'accord sur l'application des règles de mise à niveau à l'unité 4 de Sundt, elle a soumis en novembre 2013 une proposition meilleure que les règles de mise à niveau qui demandait l'élimination du charbon à titre de combustible à Sundt d'ici la fin de 2017. En juin 2014, l'EPA a publié une règle définitive concernant la meilleure technologie de mise à niveau disponible qui obligerait TEP i) à installer, d'ici le milieu de 2017, la RNCS et la technologie de l'injection de sorbants secs (l'« ISS ») si l'unité 4 de Sundt continue d'utiliser le charbon comme combustible ou ii) à éliminer en permanence le charbon comme combustible en tant que solution de rechange meilleure que les règles de mise à niveau d'ici la fin de 2017. TEP estime que le coût d'installation de la RNCS et de l'ISS serait d'environ 12 millions de dollars US et que les coûts d'exploitation annuels supplémentaires se situeraient entre 5 millions de dollars US et 6 millions de dollars US. En vertu de cette règle, TEP est tenue de faire part de sa décision à l'EPA d'ici mars 2017. Au 30 juin 2014, la valeur comptable nette des installations de manutention de charbon de Sundt s'établissait à 27 millions de dollars US. Si les installations de manutention du charbon sont mises hors service par anticipation, TEP prévoit demander à l'ACC l'approbation de recouvrer, sur une période raisonnable, la totalité des coûts restants des installations de manutention du charbon.

#### ***Réglementation des gaz à effet de serre***

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.



En janvier 2014, 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.

En juin 2014, l'EPA a présenté la réglementation proposée à l'égard des émissions de carbone des centrales électriques existantes, soit son programme d'énergie verte. Ce programme vise une réduction de 30 % des émissions de carbone à la grandeur du pays d'ici 2030. Pour y parvenir, le programme proposé fixe des taux d'émissions de carbone pour chaque État qui doivent être atteints dans l'intervalle de 2020 à 2029, avec des taux définitifs à réaliser pour 2030. Les États peuvent appliquer diverses stratégies pour se conformer aux taux d'émission intermédiaires et aux taux définitifs. Si l'on utilise l'année 2012 comme point de départ, le taux d'émissions de carbone de l'Arizona pour 2030 représente une réduction de 52 %. L'EPA s'attend à produire une règle en forme définitive d'ici juin 2015 et tel qu'il est prévu dans la règle actuelle, les États devront déposer leurs programmes de mise en œuvre d'ici juin 2016 (ou juin 2017 dans le cas des programmes s'appliquant à plusieurs États, période qui pourrait être prolongée d'un an). Pour le moment, UNS Energy ne peut évaluer l'incidence sur son exploitation de la nouvelle règle qui sera proposée.

UNS Energy continuera de collaborer avec les organismes des ordres fédéral et étatique, ainsi qu'avec les autres entreprises de services publics de son secteur, pour promouvoir une souplesse sur le plan de la conformité dans les règles qui touchent les centrales alimentées au combustible fossile existantes. TEP ne peut prévoir l'issue définitive de ces questions, y compris la capacité de recouvrer ces coûts auprès des clients au moyen des tarifs applicables aux ventes au détail.

### ***Résidus de la combustion de charbon***

L'EPA s'emploie à élaborer des règlements s'appliquant aux résidus de la combustion du charbon (les « RCC ») placés dans des décharges et des réservoirs de retenue (c.-à.-d. des bassins). En juin 2010, l'EPA a proposé une règle, soumise à l'examen du public, préconisant deux modes de réglementation des RCC : i) en tant que déchets solides en vertu du sous-titre D de la loi intitulée *Resource Conservation and Recovery Act* (la « loi RCRA ») et ii) en tant que déchets dangereux en vertu du sous-titre C de la loi RCRA. Ces alternatives demeureraient toutes deux assujetties à un réserve pour usage bénéficiaire. En mai 2014, l'EPA a prononcé un jugement convenu dans le but de prendre des mesures définitives d'ici décembre 2014 relativement à la règle proposée au regard de la réglementation en vertu du sous-titre D de la loi RCRA.

Si la règle définitive est structurée de manière semblable aux règles en place relatives aux déchets solides municipaux, l'installation d'élimination des cendres de TEP à Springerville serait vraisemblablement conforme aux exigences; toutefois, une mise à niveau pourrait être exigée dans le futur en matière d'élimination. Pour Navajo et Four Corners, les cendres qui ne peuvent être vendues seront placées dans des décharges sur place, qui pourraient également devoir faire l'objet d'une mise à niveau. Pour San Juan, les cendres qui ne peuvent être vendues sont retournées à la mine. La règle proposée ne s'appliquerait pas à la mise en place des RCC dans la mine. La mise en place dans la mine ferait l'objet d'une réglementation distincte et serait supervisée par le Department of Interior's Office of Surface Mining Reclamation and Enforcement. Si la règle définitive réglemente les RCC en tant que déchets dangereux, en plus des mises à niveau des installations d'élimination susmentionnées, il serait aussi nécessaire d'effectuer la mise à niveau des installations de manutention et d'entreposage aux emplacements des centrales. TEP ne peut établir l'incidence économique de cette règle à ce stade-ci.

### ***UNS Electric et UNS Gas***

UNS Electric et UNS Gas 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 Electric et de UNS Gas sont sensiblement 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 2014 à 2018 totalisent environ 2,0 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 « TEP – Ressources de production et autres ressources » et « TEP – Ressources de production future ».

**Dépenses en immobilisations prévues (en millions de dollars US)**

	<u>Montant réel</u>			<u>Montant estimatif</u>		
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
TEP	253	528	469	223	276	218
UNS Electric	56	95	39	33	37	49
UNS Gas	17	13	13	14	15	16
UNS Energy Consolidated	326	636	521	270	328	283

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

La base tarifaire de UNS Energy devrait s'accroître à un taux de croissance annuel composé 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. Les dépenses en immobilisations estimatives indiquées dans le tableau ci-dessus incluent les capitaux estimatifs nécessaires au titre du respect de la réglementation environnementale. Voir la rubrique « Réglementation environnementale ».

**Charges d'exploitation et d'entretien**

Les charges d'exploitation et d'entretien (les « charges EE ») de base, y compris le coût de l'entretien 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 EE de base. Par conséquent, ces charges sont demeurées au même niveau, à une moyenne d'environ 267 millions de dollars US par année, pour la période allant de 2009 à 2012. Les charges EE de base se sont élevées à 288 millions de dollars US en 2013 (dont 7 millions de dollars US sont attribuables à des dépenses reliées à l'acquisition) et se situent dans la fourchette estimative de 285 millions de dollars US à 295 millions de dollars US par année pour la période allant de 2014 à 2016, compte non tenu des dépenses reliées à l'acquisition, ce qui correspond à un taux d'accroissement annuel moyen de 1 % depuis 2009.

Le tableau ci-dessous présente sommairement les éléments inclus dans les charges EE de UNS Energy pour 2013 :

	(en millions de dollars US)
Charges EE de base de UNS Energy .....	288
Charges remboursées relatives aux unités 3 et 4 de Springerville .....	70
Charges relatives aux programmes d'énergie renouvelable et de gestion de la demande financés par les clients .....	32
Total des charges EE de UNS Energy .....	<u>390</u>

**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 et de TEP aux 31 décembre 2013 et 2012, y compris les états consolidés des résultats et des flux de trésorerie pour les exercices terminés les 31 décembre 2013, 2012 et 2011, ainsi que les états financiers consolidés non audités de UNS Energy et de TEP pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, qui sont tous inclus dans les annexes jointes à la présente déclaration d'acquisition d'entreprise.

### ***Dettes à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition***

La dette à long terme et les obligations de UNS Energy liées aux contrats de location-acquisition en date du 30 juin 2014 sont décrites dans le tableau suivant. Fortis prévoit que la totalité de cette dette demeurera en place pour la durée actuelle de ces obligations :

<b><u>Dettes à long terme</u></b>	<b><u>Échéance</u></b>	<b><u>Taux d'intérêt</u></b>	<b><u>En date du 30 juin 2014 (en millions de dollars US)</u></b>
UNS Energy :			
Convention de crédit <sup>1)</sup> .....	2016	Variable	75
TEP :			
Obligations exonérées d'impôt à taux variable <sup>2)</sup> .....	2018-2032	Variable	213
Obligations non garanties à taux fixe .....	2020-2040	4,50 % - 6,38 %	609
Billets non garantis .....	2021-2044	3,85 % - 5,15 %	550
UNS Electric et UNS Gas :			
Billets non garantis de premier rang .....	2015-2026	5,39 % - 7,10 %	200
UNS Electric :			
Prêt à terme non garanti .....	2015	Variable	30
Total de la dette à long terme .....			1 677
Obligations liées aux contrats de location-acquisition <sup>3)</sup> .....			343
Total de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition .....			2 020

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 global de 150 millions de dollars US qu'elle peut émettre de nouveau ou rembourser à l'avenir. Durant le quatrième trimestre de 2013, TEP a fait l'acquisition d'obligations émises par l'Industrial Development Authority du comté d'Apache pour un montant supplémentaire de 100 millions de dollars US. Ces obligations sont soumises à des modalités d'achat obligatoire en 2018 et échoiront en 2032. TEP a utilisé 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) Y compris 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. En octobre 2013, TEP a inscrit une augmentation de 16 millions de dollars US en raison d'un engagement visant l'achat de droits de tenure à bail supplémentaires en décembre 2014. En avril 2014, TEP a comptabilisé une hausse de 109 millions de dollars US en raison des conventions d'achat de certains droits de tenure à bail relatifs aux installations de manutention du charbon de Springerville.

### ***Facilités de crédit***

UNS Energy maintient une facilité de crédit renouvelable individuelle 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 gage des actions ordinaires de Millennium, de UniSource Energy Services (« UES ») et de UED. Au 30 juin 2014, UNS disposait d'un montant d'environ 50 millions de dollars US aux termes de cette facilité renouvelable et d'une trésorerie et d'équivalents de trésorerie de 2 millions de dollars US.

TEP maintient actuellement une facilité de crédit renouvelable de 200 millions de dollars US, une facilité de lettre de crédit renouvelable (« LCR ») (la « facilité de crédit de TEP ») et une facilité LCR de 82 millions de dollars US (la « facilité LCR de TEP ») pour appuyer les obligations exonérées d'impôt venant à expiration en novembre 2016. Durant le deuxième trimestre de 2014, TEP a émis une LCR de 15 millions de dollars US à une filiale de Entegra pour le respect d'une condition de la convention d'achat de Gila River. La capacité d'emprunt de TEP aux termes de la convention de crédit de TEP sera réduite de 15 millions de dollars US jusqu'à la clôture de l'opération de Gila River et la résiliation de la LCR. En date du 30 juin 2014, TEP disposait de 184 millions de dollars US aux termes de la facilité de crédit de TEP.

UNS Electric et UNS Gas 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. En date du 30 juin 2014, 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 18 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 a 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 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 nominal 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, UES.

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 des restrictions quant aux priorités ou hypothèques mobilières ou légales, aux fusions et aux ventes d'actifs. Aux termes de ces conventions, un certain ratio maximum d'endettement ne doit pas être dépassé. Au 30 juin 2014, UNS Energy et ses filiales respectaient en tous points importants les modalités de leurs conventions de crédit respectives, de la facilité LCR de TEP et du prêt à terme de UNS Electric. L'acquisition de UNS Energy par Fortis ne devrait pas nuire au respect de ces engagements.

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

##### ***Fortis a contracté une dette considérable, ce qui pourrait avoir une incidence sur ses flux de trésorerie et sa capacité d'exploiter son entreprise***

Fortis a contracté une dette considérable, notamment une dette de 2,0 milliards de dollars US de UNS Energy prise en charge par Fortis par suite de l'acquisition. En date du 30 juin 2014, sur une base pro forma compte tenu de l'acquisition et d'autres activités de refinancement, mais dans l'hypothèse de la réception du produit net du versement final et de la conversion de toutes les débentures convertibles en actions ordinaires, l'encours de la dette de Fortis aurait totalisé quelque 10,9 milliards de dollars. Le changement qui se produira dans la structure du capital de Fortis par suite de l'acquisition, de la conversion hypothétique des débentures convertibles en actions ordinaires lors de la réception du produit net du versement final et des prélèvements sur les facilités de crédit reliées à l'acquisition et sur la facilité renouvelable 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 actuelles de la société, ce qui aurait pour effet d'augmenter les coûts d'emprunt pour celle-ci.

##### ***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 la présente déclaration d'acquisition d'entreprise n'a pas été préparée à partir des états financiers consolidés historiques de Fortis et des états financiers consolidés historiques de UNS Energy et n'est pas censée représenter l'information financière qui découlera des exploitations de Fortis sur une base consolidée après l'acquisition. En outre, l'information financière cumulée pro forma incluse dans la présente déclaration d'acquisition d'entreprise 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 la présente déclaration d'acquisition d'entreprise n'est pas nécessairement représentative des résultats d'exploitation et de la situation financière de la société qui auraient eu cours si Fortis et UNS Energy avaient été exploitées comme 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 et la rentabilité potentiels de l'exploitation de

la société doivent être analysés à la lumière des risques, des incertitudes, des dépenses et des difficultés auxquels des entreprises récemment regroupées sont d'ordinaire exposées.

Pour préparer l'information financière pro forma incluse dans la présente déclaration d'acquisition d'entreprise, Fortis a tenu compte, notamment, des facilités de crédit reliées à l'acquisition et de la facilité renouvelable, de la conclusion de l'acquisition et de la prise en charge de l'encours de la dette de UNS Energy et de ses filiales. Aux fins de l'information financière pro forma, Fortis a aussi supposé que les débentures convertibles sont immédiatement converties en actions ordinaires après le paiement intégral du versement final s'y rapportant à la date du versement final. Bien que la direction soit d'avis que les estimations et les hypothèses sous-tendant l'information financière pro forma sont raisonnables, celles-ci pourraient différer considérablement de la situation réelle de la société par suite de la conclusion de l'acquisition. Voir les notes afférentes aux états financiers pro forma de Fortis intégrés à la présente déclaration d'acquisition d'entreprise.

### ***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 quantifier avant l'acquisition. 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***

Fortis a l'intention de retenir les services de certains membres du personnel clé de UNS Energy pour qu'ils continuent à gérer et à exploiter UNS Energy à titre de société en exploitation distincte. Fortis relèvera la concurrence d'autres employeurs potentiels à l'égard des employés et pourrait ne pas être en mesure de garder en poste les membres de la haute direction et les autres employés 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, sur le fondement de ses attentes actuelles concernant le rendement futur de la société (qui reflète, notamment, la conclusion de l'acquisition), que les flux de trésorerie provenant de son exploitation et les fonds à sa portée aux termes de sa facilité 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. Par surcroît, 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 par suite du prélèvement total de quelque 2,9 milliards de dollars sur les facilités de crédit reliées à l'acquisition et sur la facilité renouvelable pour la conclusion de l'acquisition, si une grande partie du produit net du versement final n'est pas réalisée par Fortis et si une grande partie des débentures convertibles n'est pas convertie en actions ordinaires par les porteurs de celles-ci à la date du versement final ou peu après. Une augmentation considérable du recours aux leviers financiers par la société pourrait notamment 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 et les fins générales de l'entreprise ou d'autres fins, 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, obliger Fortis à affecter une partie des flux de trésorerie provenant de l'exploitation au versement d'intérêts sur sa dette existante, rendant ces flux de trésorerie non disponibles pour d'autres affectations, entraîner une réévaluation ou une diminution des notations du crédit de la société par les agences de notation du crédit,

exposer Fortis à une augmentation des intérêts débiteurs sur les emprunts à taux variables, limiter la capacité de la société de s'adapter à l'évolution de la conjoncture du marché, 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 importantes pour ses stratégies de croissance future.

Au cours des cinq prochains exercices (à compter du 30 juin 2014), une tranche de quelque 2,4 milliards de dollars de la dette consolidée de la société, qui comprend des montants associés à UNS Energy, mais excluant la dette contractée par la société au titre du financement de l'acquisition, deviendra due. Par conséquent, la société aura besoin de refinancer ou de rembourser les montants de l'encours de sa dette consolidée existante. 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 seulement 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 nombreux 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 les 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 de ces instruments, 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 le déclenchement de la déchéance du terme de 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 rembourser cette dette 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, pour 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 d'une absolue discrétion sur la façon de procéder au regard des exigences de la conformité environnementale, ce qui pourrait 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 contrechocs.

#### ***Obligations au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages sociaux des employés de UNS Energy***

Les obligations futures au titre des prestations de UNS Energy pour les employés sont évaluées à 94 millions de dollars US (déduction faite de la juste valeur des actifs du régime) en date du 30 juin 2014. 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 dans le futur une augmentation considérable de ces obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages sociaux des employés, 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 après 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 d'UNS sont concentrées dans l'État de l'Arizona. Au cours des 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, le nombre moyen de clients au détail de TEP s'est accru de moins de 0,1 % par année de 2009 à 2013, comparativement à des augmentations moyennes de quelque 2 % par année entre 2004 et 2008. En 2013, les ventes au détail totales en kWh ont été supérieures de 0,2 % à celles de 2012. UNS Electric et UNS Gas ont subi des répercussions semblables. Les augmentations moyennes annuelles du nombre de clients de détail de ces deux entreprises sont demeurées inférieures à 1 % de 2009 à 2013, comparativement à des taux de croissance annuelle moyens de 3 % entre 2004 et 2008. 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 de détail pourraient stagner ou régresser 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 après l'acquisition.

***Actifs délaissés***

Les centrales alimentées au charbon de San Juan, de Four Corners, de Navajo et de Springerville, ainsi que les installations de manutention du charbon de l'unité 4 de la centrale Sundt pourraient devoir fermer avant la fin de leur durée de vie utile en raison de récents changements de la réglementation environnementale, y compris la réglementation possible concernant les émissions de CO<sub>2</sub>. Si l'une des centrales alimentées au charbon ou des installations de manutention du 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 l'annulation des contrats à long terme d'achat de charbon de ces centrales et installations. La fermeture de n'importe laquelle de ces centrales pourrait contraindre TEP à se tourner vers des sources substituts plus coûteuses pour obtenir l'énergie que lui fournissait cette centrale. TEP pourrait ne pas être autorisée à tenter de se faire rembourser ces augmentations de coûts au moyen des tarifs pratiqués auprès des clients. Voir la rubrique « 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, ce qui pourrait nuire aux résultats d'exploitation, au revenu net et aux flux de trésorerie de UNS Energy***

Une sensibilisation accrue quant aux coûts énergétiques et des préoccupations sur le plan environnemental ont augmenté la demande pour les produits destinés à diminuer l'utilisation de l'électricité par les consommateurs. TEP et UNS Electric font aussi la promotion de programmes de MGD 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 entrées 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 pouvant découler du succès de ces démarches pourrait nuire aux résultats d'exploitation, au revenu net et aux flux de trésorerie de TEP et de UNS Electric, ainsi qu'à ceux de Fortis après 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 plus écoénergétiques. 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 nuire aux résultats d'exploitation, au revenu net et aux flux de trésorerie de TEP et de UNS Electric, ainsi qu'à ceux de Fortis après l'acquisition.

***Le revenu, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie des entreprises de services publics d'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 de détail recourent davantage à la climatisation 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. Durant les étés frais et les hivers cléments, 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 des entreprises de services publics d'UNS, et de celles de Fortis après l'acquisition.

***TEP et UNS Electric dépendent d'un petit groupe de clients de taille pour les revenus futurs. Une réduction des ventes d'électricité à ces clients pourrait nuire aux résultats d'exploitation, aux revenus nets et aux flux de trésorerie de ces sociétés***

TEP et UNS Electric vendent de l'électricité aux mines, aux installations militaires et à d'autres gros clients industriels. En 2013, 35 % des ventes au détail en kWh de TEP et 14 % des ventes au détail en kWh de UNS Electric étaient conclues avec des clients industriels et d'exploitation minière. Les volumes des ventes au détail et les revenus pour ces catégories de clients pourraient diminuer par suite, notamment, de la conjoncture économique, des décisions du gouvernement fédéral de fermer les bases militaires, de l'incidence de l'efficacité énergétique et de la production distribuée ou de la décision des clients de produire eux-mêmes la totalité ou une partie de leurs besoins énergétiques. Une baisse des ventes au détail en kWh aux clients de taille de TEP et à ceux de UNS Electric aurait des répercussions défavorables sur les résultats d'exploitation, le revenu net et les flux de trésorerie de ceux-ci et sur ceux de Fortis après l'acquisition.

***Les entreprises de services publics d'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 de celles-ci***

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 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 taux de 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 d'UNS, entre autres éléments, ce qui restreint le pouvoir discrétionnaire de la direction quant à la gestion de ces entreprises. Dans le cadre du processus qu'elle emploie pour fixer les tarifs d'électricité et de gaz au détail que pratiquent TEP, UNS Electric et UNS Gas, l'ACC pourrait refuser le recouvrement des coûts qu'elle croit ne pas avoir été engagés avec prudence. 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 d'UNS et sur ceux de Fortis après l'acquisition.

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 dans cet État, 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 et sur ceux de Fortis après l'acquisition. Voir la rubrique « 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 d'UNS***

Les entreprises de services publics d'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 d'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, y compris les modalités et les prix des services de transport et les ventes d'électricité aux prix de 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 d'UNS et sur ceux de Fortis après l'acquisition.

***Les entreprises de services publics d'UNS sont assujetties à de nombreuses de lois et à de nombreux 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. Bon nombre de ces règlements pourraient avoir de lourdes conséquences pour TEP puisqu'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 RCC.

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 d'exécution 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 intenter 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 d'UNS. L'augmentation des coûts ou des restrictions supplémentaires visant l'exploitation liés au respect de ceux-ci ou l'ajout d'autres règlements pourraient avoir des conséquences défavorables sur les résultats d'exploitation des entreprises de services publics d'UNS. Les entreprises de services publics d'UNS exigeraient que les coûts supplémentaires découlant des lois et des règlements en matière d'environnement soient recouverts auprès des clients au moyen de tarifs réglementés. 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 viabilité économique 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 prévoir 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 CO<sub>2</sub> et d'autres gaz à effet de serre. Toute mesure de réglementation susceptible d'être prise éventuellement en réponse aux enjeux liés aux changements climatiques à l'échelle planétaire représente un risque commercial pour l'exploitation de UNS Energy. En 2013, 80 % du total des ressources énergétiques de TEP provenaient de ses centrales alimentées au charbon.

Les diminutions des émissions de CO<sub>2</sub> 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. Aux termes du plan d'action sur les changements climatiques du président, l'EPA a proposé des normes sur les émissions de carbone le 2 juin 2014, doit mettre ces normes en forme définitive d'ici le 1<sup>er</sup> juin 2015 et exigera 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 faire affaire de manière économiquement viable, 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 d'une façon viable sur le plan économique 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 forcée de se tourner vers des sources substitués 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 en réponse aux 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 combent, d'ici 2025, au moins 15 % du total de leurs besoins énergétiques annuels sur le marché du détail. En outre, en 2010, l'ACC a approuvé des normes EE visant le gaz et des normes EE visant l'électricité qui sont conçues de manière à obliger TEP, UNS Electric et UNS Gas 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 Electric ou UNS Gas encourrent des sanctions réglementaires 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 dépend des marchés bancaires et des 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 six 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 considérable régnant à l'égard d'institutions de prêt particulières et

de contreparties avec lesquelles UNS Energy fait affaire, une instabilité sans précédent des marchés sur lesquels les titres de créance en circulation de UNS Energy sont actuellement négociés, ainsi que les ralentissements économiques généralisés dans les territoires de desserte des filiales de services publics réglementés de UNS Energy. 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 employés de UNS Energy ».

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

TEP, UNS Electric et UNS Gas sont assujetties au risque du crédit 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 d'UNS et sur celle de Fortis après l'acquisition.

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

Au 31 décembre 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 bénéficiait d'une couverture au moyen d'un swap de taux d'intérêt fixe-variable 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 entre 0,06 % et 0,48 % en 2013.

UNS Energy, TEP, UNS Electric et UNS Gas 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.

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 Electric et de UNS Gas, ainsi que sur ceux de Fortis après l'acquisition.

#### ***TEP, UNS Electric et UNS Gas pourraient être tenues de fournir une 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 Electric et UNS Gas s'assurent d'avoir des ressources d'approvisionnement en électricité et en combustible pour servir leurs clients respectifs 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 prix de l'électricité et dans l'approvisionnement en combustible qui influent sur la valeur des contrats, ou encore une modification des cotes de solvabilité des entreprises respectives.

Pour offrir cette amélioration du crédit, TEP, UNS Electric et UNS Gas auraient l'obligation d'utiliser les liquidités disponibles, de prélever des sommes aux termes de leurs ententes de crédit renouvelable, ou encore d'émettre des lettres de crédit au titre 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. En date du 30 juin 2014, TEP pouvait emprunter jusqu'à 184 millions de dollars US au titre 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 prélevé par ces deux sociétés ne dépasse pas 100 millions de dollars US (la taille de leur capacité d'emprunt combinée aux termes de la facilité de crédit de UNS Electric/UNS Gas). Au 30 juin 2014, UNS Gas pouvait emprunter 70 millions de dollars US et UNS Electric, 47 millions de dollars US, au titre de la facilité de crédit de UNS Electric/UNS Gas. À l'occasion, TEP, UNS Electric et UNS Gas 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 Electric et(ou) de UNS Gas de financer leurs besoins en capitaux pourrait en subir les contre-coups. En date du 30 juin 2014, TEP et UNS Electric avaient chacune affecté en garantie moins de 1 million de dollars US auprès de contreparties 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 2013, 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 62 %. 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 dépenses en 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 dépenses en immobilisations, des exigences du service de la dette, de la mise en œuvre 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 des décaissements au comptant considérables au cours d'une courte période, qu'il serait difficile de financer***

En 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 propriétaires participants à un prix d'achat global d'environ 65 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 décembre 2013, TEP et UNS Electric ont conclu une convention d'achat pour l'acquisition de Gila River, une unité à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une capacité nominale de 550 MW. La clôture de l'opération est prévue pour la fin de 2014, sur quoi TEP et UNS Electric devront financer le montant de l'achat de 219 millions de dollars US.

En avril 2014, TEP s'est engagée à acheter les installations de manutention de charbon de Springerville à un prix fixe de 120 millions de dollars US à l'expiration du bail, en avril 2015. 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 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 ces 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 à TEP une participation de 14 % dans les installations communes de Springerville et une participation de 17 % dans les installations de manutention de charbon.

En 2014 et en 2015, les dépenses en immobilisations de TEP concernant les investissements dans le réseau de transport à haute tension sont censées totaliser 147 millions de dollars US.

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 (et UNS Electric, en ce qui a trait à Gila River) devra engager en peu de temps des dépenses en immobilisations considérables à l'égard de son réseau de transport à haute tension.

***La réglementation et d'autres restrictions pourraient limiter la capacité des entreprises de services publics d'UNS 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 le service de sa dette. Plusieurs restrictions pourraient empêcher les entreprises de services publics d'UNS de transférer des fonds à UNS Energy, notamment les suivantes :

- TEP, UNS Electric et UNS Gas ne peuvent consentir des prêts à des filiales ni émettre de titres sans l'autorisation de l'ACC;
- la loi intitulée *Federal Power Act* prévoit qu'une entreprise de services publics d'électricité ne peut pas verser des dividendes sur des fonds correctement inscrits dans des comptes de capital. Même si TEP a maintenant un solde positif des bénéfices non répartis en date du 30 juin 2014, elle a un historique de déficit accumulé plutôt que de bénéfices non répartis positifs. UNS Energy est actuellement d'avis qu'il existe un fondement raisonnable pour que TEP puisse verser des dividendes sur le bénéfice 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;
- TEP, UNS Electric et UNS Gas doivent être en règle avec les conventions relatives à leurs dettes respectives afin de pouvoir verser des dividendes à UNS Energy; et
- i) jusqu'au 15 août 2019 ou, si elle est antérieure, ii) jusqu'à la date où la composante de capitaux propres d'une entreprise de services publics d'UNS atteint 50 % du capital total (exclusion faite de la survaleur comptabilisée), les dividendes versés à UNS Energy par cette entreprise de services publics d'UNS ne peuvent excéder 60 % du revenu net de cette entreprise de services publics d'UNS.

Des restrictions de cette nature pourraient limiter la capacité de UNS Energy de verser des dividendes à Fortis 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 un ratio maximum 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 d'emprunt imprévus 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 des pannes imprévues 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 pannes imprévues, y compris les interruptions planifiées dont la durée est prolongée en raison de défaillance d'équipement ou d'autres complications, se produisent de temps à autre et font partie des risques inhérents à l'entreprise de TEP et à celle de UNS Electric. Rien ne garantit que l'exploitation des installations de production de TEP ou de UNS Electric pourra se poursuivre de la manière prévue. TEP ou UNS Electric pourrait être touchée défavorablement par une panne non planifiée ou une défaillance 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 l'exploitation***

Pour fonctionner, les centrales alimentées au gaz naturel et au charbon nécessitent un débit d'eau continu. Les variations de la situation météorologique ou du régime climatique, 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 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 commercialiser 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 stricte 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 combustible pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière des entreprises de services publics d'UNS***

Les entreprises de services publics d'UNS dépendent de tiers pour leur approvisionnement en combustible, 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 ou par suite de grèves, de lock-outs, de défaillances aux écluses et aux barrages, de défaillances des pipelines ou d'autres événements, pourrait compromettre la capacité de livraison de l'électricité ou du gaz ou encore la capacité de production de 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 prestation des services aux clients et avoir une incidence défavorable sur la situation financière et les résultats d'exploitation des entreprises de services publics d'UNS et sur ceux de Fortis après l'acquisition.

***Les installations et l'exploitation de UNS Energy pourraient être touchées par des catastrophes naturelles ou d'autres événements catastrophiques***

Les installations de UNS Energy et leur exploitation courent le risque de subir des dommages ou des pertes partielles ou totales causés par des catastrophes environnementales (p. ex. inondations, vents violents, incendies et séismes), des défaillances 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 et sur Fortis après l'acquisition. 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 devoir payer des coûts plus élevés et être assujettie 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 du FERC. Pour se conformer à des normes de transport modifiées ou nouvelles, 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 et sur ceux de Fortis après l'acquisition.

***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 avoir l'obligation 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 leurs territoires de desserte; 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 et sur l'entreprise de Fortis après l'acquisition.

***Relations de travail***

Les employés syndiqués des entreprises de services publics d'UNS sont membres de syndicats ayant conclu des conventions collectives avec leurs employeurs respectifs. Les dispositions de ces conventions collectives touchent la souplesse et l'efficacité des activités exercées par les entreprises de services publics d'UNS. Bien que les entreprises de services publics d'UNS 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 employés de TEP, de UNS Gas et de UNS Electric expirent 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 entreprises de services publics d'UNS, 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 et de Fortis après l'acquisition.

***Pertes sous-assurées et non assurées***

UNS Energy et les entreprises de services publics d'UNS 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, compte tenu 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 des entreprises de services publics d'UNS.



**ANNEXE B**

**UNS Energy Corporation et Tucson Electric Power Company**

**États financiers consolidés  
Exercices clos les 31 décembre 2013, 2012 et 2011**

**De même que les rapports des auditeurs**

## 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 2013 et au 31 décembre 2012, 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 2013 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

PricewaterhouseCoopers LLP

Phoenix, Arizona

25 février 2014, à l'exception des incidences de la révision dont il est question à la note 1 des états financiers consolidés, dont la date est le 14 août 2014

## 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 2013 et au 31 décembre 2012, 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 2013 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

PricewaterhouseCoopers LLP

Phoenix, Arizona

25 février 2014, à l'exception des incidences de la révision dont il est question à la note 1 des états financiers consolidés, dont la date est le 14 août 2014

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS**

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
	(en milliers de dollars)		
	(sauf les montants par action)		
<b>Produits d'exploitation</b>			
Ventes au détail d'électricité	1 102 769 \$	1 087 279 \$	1 085 822 \$
Ventes en gros d'électricité	135 160	125 414	132 346
Ventes au détail de gaz	125 478	123 133	145 053
Autres produits	121 153	125 940	115 481
<b>Total des produits d'exploitation</b>	<b>1 484 560</b>	<b>1 461 766</b>	<b>1 478 702</b>
<b>Charges d'exploitation</b>			
Combustible	332 279	327 832	324 520
Achats d'énergie	252 532	224 696	276 610
Coûts de transport et autres coûts recouvrables au moyen de la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible	23 012	14 540	7 334
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	(16 313)	32 246	(4 932)
<b>Total du combustible et des achats d'énergie</b>	<b>591 510</b>	<b>599 314</b>	<b>603 532</b>
Exploitation et entretien	389 699	383 689	379 220
Amortissement des immobilisations corporelles	149 615	141 303	133 832
Amortissement des immobilisations incorporelles	27 557	35 784	30 983
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	54 683	49 881	49 428
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>1 213 064</b>	<b>1 209 971</b>	<b>1 196 995</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>271 496</b>	<b>251 795</b>	<b>281 707</b>
<b>Autres produits (déductions)</b>			
Intérêts créditeurs	534	1 106	4 568
Autres produits	7 880	4 928	7 958
Autres charges	(3 463)	(7 723)	(5 278)
Augmentation de la juste valeur des placements	2 833	1 892	329
<b>Total des autres produits (déductions)</b>	<b>7 784</b>	<b>203</b>	<b>7 577</b>
<b>Intérêts débiteurs</b>			
Dette à long terme	71 180	71 909	73 217
Contrats de location-acquisition	25 140	33 613	40 359
Autres intérêts débiteurs	538	1 983	2 535
Intérêts capitalisés	(3 483)	(2 153)	(3 753)
<b>Total des intérêts débiteurs</b>	<b>93 375</b>	<b>105 352</b>	<b>112 358</b>
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>185 905</b>	<b>146 646</b>	<b>176 926</b>
Charge d'impôts sur les bénéfices	58 427	55 727	66 951
<b>Bénéfice net</b>	<b>127 478 \$</b>	<b>90 919 \$</b>	<b>109 975 \$</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)</b>			
De base	41 618	40 362	36 962
Dilué	41 975	41 755	41 609
<b>Résultat par action</b>			
De base	3,06 \$	2,25 \$	2,98 \$
Dilué	3,04 \$	2,20 \$	2,75 \$
<b>Dividendes déclarés par action</b>	<b>1,74 \$</b>	<b>1,72 \$</b>	<b>1,68 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés.

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS**

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
	(en milliers de dollars)		
<b>Résultat étendu</b>			
Bénéfice net	<b>127 478 \$</b>	90 919 \$	109 975 \$
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>			
Variation nette de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie, déduction faite (de la charge) du recouvrement d'impôts sur les bénéfices de (1 850) \$, (743) \$, et 964 \$	<b>2 825</b>	1 134	(1 473)
Amortissement des prestations au titre des régimes de retraite supplémentaires à l'intention des dirigeants, déduction faite de la charge (du recouvrement) d'impôts sur les bénéfices de (572) \$, 608 \$, et (804) \$	<b>916</b>	(840)	1 158
<b>Total des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices</b>	<b>3 741</b>	294	(315)
<b>Total du résultat étendu</b>	<b>131 219 \$</b>	91 213 \$	109 660 \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS**

Exercices clos les 31 décembre

	2013	2012	2011
	(en milliers de dollars)		
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>			
Rentrées provenant des ventes au détail d'électricité	1 208 967 \$	1 197 390 \$	1 163 537 \$
Rentrées provenant des ventes en gros d'électricité	160 947	149 722	183 151
Rentrées provenant des ventes au détail de gaz	138 775	141 590	159 529
Rentrées provenant des unités d'exploitation 3 et 4 de Springerville	114 258	107 927	104 754
Rentrées provenant des ventes de gaz en gros	3 740	5 233	12 404
Intérêts reçus	517	2 947	6 334
Remboursements d'impôts sur les bénéfices reçus	11	1 821	4 672
Dépôts d'exécution reçus	—	200	7 050
Autres rentrées au comptant	35 142	24 105	23 937
Coûts de combustible payés	(285 812)	(321 355)	(277 386)
Coûts des achats d'énergie versés	(280 920)	(250 231)	(328 713)
Paiements de coûts d'exploitation et d'entretien	(260 453)	(291 512)	(295 662)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices payés, déduction faite des montants capitalisés	(182 488)	(187 257)	(179 766)
Salaires versés, déduction faite des montants capitalisés	(131 710)	(127 176)	(122 370)
Intérêts versés, déduction faite des montants capitalisés	(66 610)	(69 478)	(68 027)
Intérêts versés sur les contrats de location-acquisition	(22 553)	(28 788)	(32 103)
Impôts sur les bénéfices payés	(316)	—	(700)
Dépôts d'exécution payés	—	(200)	(4 550)
Coûts payés pour le gaz en gros	—	—	(11 822)
Autres paiements au comptant	(10 983)	(6 829)	(6 949)
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation</b>	<b>420 512</b>	<b>348 109</b>	<b>337 320</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>			
Dépenses en immobilisations	(325 886)	(307 277)	(374 122)
Achat d'immobilisations incorporelles – crédits d'énergie renouvelable	(26 948)	(10 317)	(5 992)
Remboursement d'investissements dans des obligations au titre de contrats de location de Springerville	9 104	19 278	38 353
Variation de la trésorerie affectée	4 134	(1 445)	—
Produit du billet à recevoir	—	15 000	—
Autres, montant net	5 786	21 862	14 673
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'investissement</b>	<b>(333 810)</b>	<b>(262 899)</b>	<b>(327 088)</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>			
Produit d'emprunts en vertu de facilités de crédit renouvelables	139 000	359 000	391 000
Remboursements d'emprunts en vertu de facilités de crédit renouvelables	(108 000)	(381 000)	(351 000)
Paiements des obligations liées à des contrats de location-acquisition	(99 621)	(89 452)	(74 381)
Dividendes sur actions ordinaires payés	(72 234)	(69 648)	(61 904)
Produit de l'exercice d'options sur actions	3 831	3 570	8 115
Produit de l'émission d'actions ordinaires	464	—	—
Produit d'émissions de titres de créance à long terme	—	149 513	340 285
Remboursements sur la dette à long terme	—	(9 341)	(252 125)
Autres, montant net	818	(324)	(1 431)
<b>Flux de trésorerie nets – Activités de financement</b>	<b>(135 742)</b>	<b>(37 682)</b>	<b>(1 441)</b>
<b>Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(49 040)</b>	<b>47 528</b>	<b>8 791</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>123 918</b>	<b>76 390</b>	<b>67 599</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>74 878 \$</b>	<b>123 918 \$</b>	<b>76 390 \$</b>

Voir la note 14 pour des informations additionnelles sur les flux de trésorerie.

Voir les notes des états financiers consolidés.

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**BILANS CONSOLIDÉS**

31 décembre

	2013	2012
	(en milliers de dollars)	
<b>ACTIF</b>		
<b>Centrales</b>		
Centrales en service	5 192 122 \$	5 005 768 \$
Centrales visées par des contrats de location-acquisition	637 957	582 669
Travaux de construction en cours	201 959	128 621
<b>Total des centrales</b>	<b>6 032 038</b>	5 717 058
Moins dotation à l'amortissement cumulée	(1 982 524)	(1 921 733)
Moins dotation à l'amortissement cumulée des actifs visés par des contrats de location-acquisition	(514 677)	(494 962)
<b>Total des centrales – montant net</b>	<b>3 534 837</b>	3 300 363
<b>Investissements et autres biens</b>		
Investissements dans des obligations et participations au titre de contrats de location	36 194	36 339
Autres	34 971	36 537
<b>Total des investissements et autres biens</b>	<b>71 165</b>	72 876
<b>Actifs à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	74 878	123 918
Débiteurs – clients	104 596	93 742
Débiteurs non facturés	52 403	53 568
Provision pour créances douteuses	(6 833)	(6 545)
Matériaux et fournitures	88 085	93 322
Impôts reportés – à court terme	66 906	34 260
Actifs réglementaires – à court terme	52 763	51 619
Stocks de combustible	44 317	62 019
Instruments dérivés	5 629	3 165
Investissements dans des obligations au titre de contrats de location	—	9 118
Autres	15 354	33 567
<b>Total des actifs à court terme</b>	<b>498 098</b>	551 753
<b>Actifs réglementaires et autres</b>		
Actifs réglementaires – à long terme	150 584	191 077
Instruments dérivés	1 180	3 801
Autres actifs	24 430	20 559
<b>Total des actifs réglementaires et autres</b>	<b>176 194</b>	215 437
<b>Total de l'actif</b>	<b>4 280 294 \$</b>	4 140 429 \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

(suite)

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**BILANS CONSOLIDÉS**

31 décembre

	2013	2012
	(en milliers de dollars)	
<b>STRUCTURE DU CAPITAL ET AUTRES PASSIFS</b>		
<b>Structure du capital</b>		
Capitaux propres ordinaires	1 130 784 \$	1 065 465 \$
Obligations liées à des contrats de location-acquisition	131 370	262 138
Dette à long terme	1 507 070	1 498 442
<b>Total de la structure du capital</b>	<b>2 769 224</b>	<b>2 826 045</b>
<b>Passifs à court terme</b>		
Obligations à court terme en vertu de contrats de location-acquisition	186 056	90 583
Emprunts en vertu des facilités de crédit renouvelables	22 000	—
Créditeurs – fournisseurs	117 503	107 740
Passifs réglementaires – à court terme	53 935	43 516
Impôts et taxes courus à payer autres que les impôts sur les bénéfices	43 880	41 939
Dépôts de clients	30 671	34 048
Charges de personnel courues à payer	28 148	24 094
Intérêts courus à payer	27 786	31 950
Instruments dérivés	7 534	14 742
Autres	17 775	10 517
<b>Total des passifs à court terme</b>	<b>535 288</b>	<b>399 129</b>
<b>Crédits reportés et autres passifs</b>		
Impôts reportés – à long terme	488 887	364 756
Passifs réglementaires – à long terme	302 482	279 111
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	90 923	159 401
Instruments dérivés	7 100	12 709
Autres	86 390	99 278
<b>Total des crédits reportés et autres passifs</b>	<b>975 782</b>	<b>915 255</b>
<b>Engagements, éventualités et questions environnementales (note 7)</b>		
<b>Total de la structure du capital et des autres passifs</b>	<b>4 280 294 \$</b>	<b>4 140 429 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés.

(fin)



**UNS ENERGY CORPORATION**  
**ÉTATS DE LA STRUCTURE DU CAPITAL CONSOLIDÉS**

		31 décembre	
		2013	2012
		(en milliers de dollars)	
<b>CAPITAUX PROPRES ORDINAIRES</b>			
Actions ordinaires – sans valeur nominale		<b>889 301</b>	<b>\$ 882 138</b>
	<u>2013</u>	<u>2012</u>	
Actions autorisées	<b>75 000 000</b>	75 000 000	
Actions en circulation	<b>41 538 343</b>	41 343 851	
Bénéfices accumulés		<b>247 532</b>	193 117
Perte au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu		<b>(6 049)</b>	(9 790)
<b>Total des capitaux propres ordinaires</b>		<b>1 130 784</b>	<b>1 065 465</b>
<b>ACTIONS PRIVILÉGIÉES</b>			
Sans valeur nominale, 1 000 000 d'actions autorisées, aucune action en circulation		—	—
<b>OBLIGATIONS LIÉES À DES CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION</b>			
Unité 1 de Springerville		<b>192 871</b>	196 843
Installations de manutention de charbon de Springerville		<b>27 878</b>	48 038
Installations communes de Springerville		<b>96 677</b>	107 840
Total des obligations liées à des contrats de location-acquisition		<b>317 426</b>	352 721
Moins montants échéant à court terme		<b>(186 056)</b>	(90 583)
<b>Total des obligations à long terme liées à des contrats de location-acquisition</b>		<b>131 370</b>	<b>262 138</b>
<b>DETTE À LONG TERME</b>			
	<u>Échéance</u>	<u>Taux d'intérêt</u>	
UNS Energy :			
Entente de crédit	2016	Variable	<b>54 000</b>
Tucson Electric Power Company :			
Obligations à taux variable	2016-2032	Variable	<b>214 802</b>
Obligations à taux fixe	2020-2040	3,85 % - 5,75 %	<b>1 008 268</b>
UNS Electric et UNS Gas :			
Billets de premier rang	2015-2026	5,39 % - 7,10 %	<b>200 000</b>
UNS Electric :			
Emprunt à terme	2015	Variable	<b>30 000</b>
<b>Total de la dette à long terme</b>		<b>1 507 070</b>	<b>1 498 442</b>
<b>Total de la structure du capital</b>		<b>2 769 224 \$</b>	<b>2 826 045 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés.

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**ÉTATS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS**

	Actions ordinaires en circulation (en milliers d'actions)	Actions ordinaires	Bénéfices accumulés	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
			(en milliers de dollars)		
<b>Soldes au 31 décembre 2010</b>	<b>36 542 \$</b>	<b>715 687 \$</b>	<b>124 838 \$</b>	<b>(9 769) \$</b>	<b>830 756 \$</b>
Bénéfice net			109 975		109 975
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				(315)	(315)
Dividendes déclarés			(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	—			—
Rémunération fondée sur des actions		2 040			2 040
<b>Soldes au 31 décembre 2011</b>	<b>36 918</b>	<b>725 903</b>	<b>172 655</b>	<b>(10 084)</b>	<b>888 474</b>
Bénéfice net			90 919		90 919
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				294	294
Dividendes déclarés			(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	—			—
Rémunération fondée sur des actions		2 919			2 919
<b>Soldes au 31 décembre 2012</b>	<b>41 344</b>	<b>882 138</b>	<b>193 117</b>	<b>(9 790)</b>	<b>1 065 465</b>
Bénéfice net			127 478		127 478
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				3 741	3 741
Dividendes déclarés			(73 063)		(73 063)
Actions émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes	10	464			464
Actions émises en vertu des options sur actions	127	3 831			3 831
Actions émises en vertu d'attributions d'actions fondées sur le rendement	57	—			—
Rémunération fondée sur des actions		2 868			2 868
<b>Soldes au 31 décembre 2013</b>	<b>41 538 \$</b>	<b>889 301 \$</b>	<b>247 532 \$</b>	<b>(6 049) \$</b>	<b>1 130 784 \$</b>

Nous décrivons à la note 13 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

	2013	2012	2011
	(en milliers de dollars)		
<b>Produits d'exploitation</b>			
Ventes au détail d'électricité	934 357 \$	915 879 \$	903 930 \$
Ventes en gros d'électricité	132 500	111 194	129 861
Autres produits	129 833	134 587	122 595
<b>Total des produits d'exploitation</b>	<b>1 196 690</b>	<b>1 161 660</b>	<b>1 156 386</b>
<b>Charges d'exploitation</b>			
Combustible	325 903	318 901	318 268
Achats d'électricité	112 452	80 137	105 766
Coûts de transport et autres coûts recouvrables au moyen de la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible	12 233	5 722	(1 435)
Augmentation (diminution) afin de rendre compte du traitement du recouvrement relatif à la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible	(12 458)	31 113	(6 165)
<b>Total du combustible et des achats d'énergie</b>	<b>438 130</b>	<b>435 873</b>	<b>416 434</b>
Exploitation et entretien	335 321	334 553	330 801
Amortissement des immobilisations corporelles	118 076	110 931	104 894
Amortissement des immobilisations incorporelles	31 294	39 493	34 650
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	43 498	40 323	40 199
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>966 319</b>	<b>961 173</b>	<b>926 978</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>230 371</b>	<b>200 487</b>	<b>229 408</b>
<b>Autres produits (déductions)</b>			
Intérêts créditeurs	120	136	3 567
Autres produits	5 770	3 953	5 364
Autres charges	(10 715)	(13 574)	(12 064)
Augmentation de la juste valeur des placements	2 833	1 892	329
<b>Total des autres produits (déductions)</b>	<b>(1 992)</b>	<b>(7 593)</b>	<b>(2 804)</b>
<b>Intérêts débiteurs</b>			
Dette à long terme	56 378	55 038	49 858
Contrats de location-acquisition	25 140	33 613	40 358
Autres intérêts débiteurs	87	1 446	1 127
Intérêts capitalisés	(2 554)	(1 782)	(2 073)
<b>Total des intérêts débiteurs</b>	<b>79 051</b>	<b>88 315</b>	<b>89 270</b>
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>149 328</b>	<b>104 579</b>	<b>137 334</b>
Charge d'impôts sur les bénéfices	47 986	39 109	52 000
<b>Bénéfice net</b>	<b>101 342 \$</b>	<b>65 470 \$</b>	<b>85 334 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés.

**TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY**  
**ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS**

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
	(en milliers de dollars)		
<b>Résultat étendu</b>			
Bénéfice net	<b>101 342 \$</b>	65 470 \$	85 334 \$
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>			
Variation nette de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie, déduction faite (de la charge) du recouvrement d'impôts sur les bénéfices de (1 793) \$, (887) \$, et 941 \$	<b>2 738</b>	1 354	(1 433)
Amortissement des prestations au titre des régimes de retraite supplémentaires à l'intention des dirigeants, déduction faite (de la charge) du recouvrement d'impôts sur les bénéfices de (572) \$, 608 \$, et (804) \$	<b>916</b>	(840)	1 158
<b>Total des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices</b>	<b>3 654</b>	514	(275)
<b>Total du résultat étendu</b>	<b>104 996 \$</b>	65 984 \$	85 059 \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

**TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY**  
**ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS**

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
	(en milliers de dollars)		
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>			
Rentrées provenant des ventes au détail d'électricité	1 020 903 \$	1 006 926 \$	963 247 \$
Rentrées provenant des ventes en gros d'électricité	146 880	124 594	152 618
Rentrées provenant des unités d'exploitation 3 et 4 de Springerville	114 258	107 927	104 754
Remboursement des charges de sociétés affiliées	23 468	20 926	18 448
Rentrées provenant des ventes de gaz en gros	3 271	4 652	11 825
Intérêts reçus	509	2 025	5 367
Remboursements d'impôts sur les bénéfices reçus	77	493	7 492
Autres rentrées au comptant	25 079	18 850	19 611
Coûts de combustible payés	(280 639)	(313 742)	(271 975)
Paiements de coûts d'exploitation et d'entretien	(253 054)	(282 752)	(287 615)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices payés, déduction faite des montants capitalisés	(144 849)	(147 859)	(139 728)
Coûts des achats d'énergie versés	(115 008)	(81 328)	(117 224)
Salaires versés, déduction faite des montants capitalisés	(110 995)	(104 955)	(100 942)
Intérêts versés, déduction faite des montants capitalisés	(52 589)	(52 125)	(45 433)
Intérêts versés sur les contrats de location-acquisition	(22 553)	(28 786)	(32 103)
Impôts sur les bénéfices payés	—	(1 796)	(2 346)
Coûts pour le gaz en gros payés	—	—	(11 822)
Autres paiements au comptant	(8 567)	(5 131)	(5 880)
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation</b>	<b>346 191</b>	<b>267 919</b>	<b>268 294</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>			
Dépenses en immobilisations	(252 848)	(252 782)	(351 890)
Achat d'immobilisations incorporelles – crédits d'énergie renouvelable	(23 280)	(8 889)	(5 111)
Remboursement d'investissements dans des obligations au titre de contrats de location de Springerville	9 104	19 278	38 353
Variation de la trésorerie affectée	4 134	(1 445)	—
Autres, montant net	3 228	15 957	6 637
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'investissement</b>	<b>(259 662)</b>	<b>(227 881)</b>	<b>(312 011)</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>			
Produit d'emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable	78 000	189 000	220 000
Remboursements d'emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable	(78 000)	(199 000)	(210 000)
Paiements des obligations liées à des contrats de location-acquisition	(99 621)	(89 452)	(74 343)
Dividendes versés à UNS Energy	(40 000)	(30 000)	—
Produit d'émissions de titres de créance à long terme	—	149 513	260 285
Remboursements sur la dette à long terme	—	(6 535)	(172 460)
Apport de capital d'UNS Energy	—	—	30 000
Autres, montant net	(1 316)	(1 539)	(2 030)
<b>Flux de trésorerie nets – Activités de financement</b>	<b>(140 937)</b>	<b>11 987</b>	<b>51 452</b>
<b>Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(54 408)</b>	<b>52 025</b>	<b>7 735</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>79 743</b>	<b>27 718</b>	<b>19 983</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>25 335 \$</b>	<b>79 743 \$</b>	<b>27 718 \$</b>

Voir la note 14 pour les informations additionnelles sur les flux de trésorerie.

Voir les notes des états financiers consolidés.

**TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY**  
**BILANS CONSOLIDÉS**

31 décembre

2013                      2012

(en milliers de dollars)

**ACTIF**

**Centrales**

Centrales en service	4 467 667	\$	4 348 041	\$
Centrales visées par des contrats de location-acquisition	637 957		582 669	
Travaux de construction en cours	180 485		98 460	
<b>Total des centrales</b>	<b>5 286 109</b>		<b>5 029 170</b>	
Moins dotation à l'amortissement cumulée	(1 826 977)		(1 783 787)	
Moins dotation à l'amortissement cumulée des actifs visés par des contrats de location-acquisition	(514 677)		(494 962)	
<b>Total des centrales – montant net</b>	<b>2 944 455</b>		<b>2 750 421</b>	

**Investissements et autres biens**

Investissements dans des obligations et participations au titre de contrats de location	36 194		36 339	
Autres	33 488		35 091	
<b>Total des investissements et autres biens</b>	<b>69 682</b>		<b>71 430</b>	

**Actifs à court terme**

Trésorerie et équivalents de trésorerie	25 335		79 743	
Débiteurs – clients	80 211		71 813	
Débiteurs non facturés	34 369		33 782	
Provision pour créances douteuses	(4 825)		(4 598)	
Débiteurs – montant à recevoir de sociétés affiliées	6 064		5 720	
Matériaux et fournitures	75 200		80 377	
Impôts reportés – à court terme	70 722		37 212	
Stocks de combustible	44 027		61 737	
Actifs réglementaires – à court terme	42 555		34 345	
Instruments dérivés	2 137		2 230	
Investissements dans des obligations au titre de contrats de location	—		9 118	
Autres	12 923		32 163	
<b>Total des actifs à court terme</b>	<b>388 718</b>		<b>443 642</b>	

**Actifs réglementaires et autres**

Actifs réglementaires – à long terme	141 030		178 330	
Instruments dérivés	167		1 354	
Autres actifs	19 233		15 869	
<b>Total des actifs réglementaires et autres</b>	<b>160 430</b>		<b>195 553</b>	

**Total de l'actif**

	<b>3 563 285</b>	<b>\$</b>	<b>3 461 046</b>	<b>\$</b>
--	------------------	-----------	------------------	-----------

Voir les notes des états financiers consolidés.

(suite)

**TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY**  
**BILANS CONSOLIDÉS**

	31 décembre	
	2013	2012
	(en milliers de dollars)	
<b>STRUCTURE DU CAPITAL ET AUTRES PASSIFS</b>		
<b>Structure du capital</b>		
Capitaux propres ordinaires	925 923 \$	860 927 \$
Obligations liées à des contrats de location-acquisition	131 370	262 138
Dette à long terme	1 223 070	1 223 442
<b>Total de la structure du capital</b>	<b>2 280 363</b>	<b>2 346 507</b>
<b>Passifs à court terme</b>		
Obligations à court terme en vertu de contrats de location-acquisition	186 056	90 583
Créditeurs – fournisseurs	88 556	82 122
Créditeurs – montant à payer aux sociétés affiliées	9 153	3 134
Impôts et taxes courus à payer autres que les impôts sur les bénéfices	34 485	33 060
Charges de personnel courues à payer	24 454	20 715
Passifs réglementaires – à court terme	23 701	20 822
Intérêts courus à payer	22 785	26 965
Dépôts de clients	21 354	24 846
Instruments dérivés	5 531	4 899
Autres	9 244	7 085
<b>Total des passifs à court terme</b>	<b>425 319</b>	<b>314 231</b>
<b>Crédits reportés et autres passifs</b>		
Impôts reportés – à long terme	428 103	319 216
Passifs réglementaires – à long terme	263 270	241 189
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	84 936	149 718
Instruments dérivés	5 161	10 565
Autres	76 133	79 620
<b>Total des crédits reportés et autres passifs</b>	<b>857 603</b>	<b>800 308</b>
<b>Engagements, éventualités et questions environnementales (note 7)</b>		
<b>Total de la structure du capital et des autres passifs</b>	<b>3 563 285 \$</b>	<b>3 461 046 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés.

(fin)

**TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY**  
**ÉTATS DE LA STRUCTURE DU CAPITAL CONSOLIDÉS**

31 décembre

2013                      2012

(en milliers de dollars)

**CAPITAUX PROPRES ORDINAIRES**

Actions ordinaires – sans valeur nominale 888 971 \$                      888 971 \$

	2013	2012
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)

Bénéfices (déficit) accumulé(s) 49 185                      (12 157)

Perte au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu (5 876)                      (9 530)

**Total des capitaux propres ordinaires** **925 923                      860 927**

**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 192 871                      196 843

Installations de manutention de charbon de Springerville 27 878                      48 038

Installations communes de Springerville 96 677                      107 840

Total des obligations liées à des contrats de location-acquisition 317 426                      352 721

Moins montants échéant à court terme (186 056)                      (90 583)

**Total des obligations à long terme liées à des contrats de location-acquisition** **131 370                      262 138**

**DETTE À LONG TERME**

	Échéance	Taux d'intérêt		
Obligations à taux variable	2016-2032	Variable	214 802	215 300
Obligations à taux fixe	2020-2040	3,85 % - 5,75 %	1 008 268	1 008 142

**Total de la dette à long terme** **1 223 070                      1 223 442**

**Total de la structure du capital** **2 280 363 \$                      2 346 507 \$**

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	Bénéfices (déficit) accumulé(s)	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
	(en milliers de dollars)				
<b>Soldes au 31 décembre 2010</b>	<b>858 971 \$</b>	<b>(6 357) \$</b>	<b>(132 961) \$</b>	<b>(9 769) \$</b>	<b>709 884 \$</b>
Bénéfice net			85 334		85 334
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				(275)	(275)
Apport de capital d'UNS Energy	30 000				30 000
<b>Soldes au 31 décembre 2011</b>	<b>888 971</b>	<b>(6 357)</b>	<b>(47 627)</b>	<b>(10 044)</b>	<b>824 943</b>
Bénéfice net			65 470		65 470
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				514	514
Dividendes déclarés			(30 000)		(30 000)
<b>Soldes au 31 décembre 2012</b>	<b>888 971</b>	<b>(6 357)</b>	<b>(12 157)</b>	<b>(9 530)</b>	<b>860 927</b>
Bénéfice net			101 342		101 342
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				3 654	3 654
Dividendes déclarés			(40 000)		(40 000)
<b>Soldes au 31 décembre 2013</b>	<b>888 971 \$</b>	<b>(6 357) \$</b>	<b>49 185 \$</b>	<b>(5 876) \$</b>	<b>925 923 \$</b>

Nous décrivons à la note 13 les limites imposées à notre capacité de verser des dividendes.

Voir les notes des états financiers consolidés.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

### **NOTE 1. NATURE DES ACTIVITÉS ET RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES**

#### **NATURE DES ACTIVITÉS**

UNS Energy Corporation (UNS Energy) 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 2013, elle représentait environ 83 % du total des actifs d'UNS Energy. TEP produit et transporte de l'électricité et la distribue à environ 413 000 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 en propriété exclusive deux sociétés de services publics réglementées, UNS Electric, Inc. (UNS Electric) et UNS Gas, Inc. (UNS Gas). UNS Electric est une société de services publics réglementée qui produit et transporte de l'électricité et la distribue à environ 93 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz. UNS Gas est une société de distribution de gaz réglementée qui sert environ 150 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona.

Au 31 décembre 2013, 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 Electric et UNS Gas.

Les mots « nous », « nos » et « notre » renvoient à UNS Energy et à ses filiales pris dans leur ensemble.

Voir la note 2 pour des informations sur la fusion en cours avec Fortis, Inc.

#### **RÉVISION DES BILANS ET DES ÉTATS DE LA STRUCTURE DU CAPITAL AU 31 DÉCEMBRE 2013**

UNS Energy et TEP ont révisé leurs bilans et leurs états de la structure du capital au 31 décembre 2013 pour corriger une erreur de classement non significative des obligations liées à des contrats de location-acquisition et des impôts reportés connexes. La correction a fait augmenter de 18 M\$ le montant échéant à court terme des obligations liées à des contrats de location-acquisition et a fait diminuer d'autant le montant à long terme des obligations liées à des contrats de location-acquisition, alors qu'elle a fait augmenter de 7 M\$ le montant des actifs d'impôt reporté à court terme et le montant des passifs d'impôt reporté à long terme. Les notes suivantes ont été mises à jour pour tenir compte de cette révision.

#### **MODE DE PRÉSENTATION**

Les états financiers consolidés et les notes connexes d'UNS Energy sont présentés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis, qui prévoient des méthodes comptables particulières pour les activités à tarifs réglementés. Voir la note 3. Les états financiers consolidés comprennent les comptes d'UNS Energy et de l'ensemble de ses filiales. Dans le cadre du processus de consolidation, les comptes de la société mère et de ses filiales sont regroupés et 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 4. TEP détient conjointement avec des entités non affiliées plusieurs centrales électriques et réseaux de transport. La quote-part de TEP dans les installations détenues conjointement est comptabilisée aux bilans consolidés au poste Centrales, et notre quote-part des charges d'exploitation liées à ces installations est comprise dans les états des résultats consolidés. Voir la note 5.

## **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 PCGR. 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 DES ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS**

Nous appliquons les normes comptables qui tiennent compte des incidences économiques de la réglementation des tarifs. Par conséquent, nous capitalisons certains coûts qui seraient passés en charges ou comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu par des sociétés non réglementées. Les actifs réglementaires représentent les coûts engagés qui ont été reportés étant donné qu'il est probable qu'ils soient recouverts dans le futur à l'intérieur des tarifs imputés aux clients de détail ou aux clients grossistes sur la base des tarifs de transport approuvés par la FERC. 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.

L'estimation des frais reportés à recouvrer et des crédits reportés à verser repose sur des décisions en matière d'établissement des tarifs précises ou un précédent pour chaque élément. Les actifs et les passifs réglementaires sont amortis conformément au traitement prévu par le processus d'établissement des tarifs. 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. Voir la note 3.

TEP, UNS Electric et UNS Gas 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.

### **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 15.
- exigent la présentation d'information additionnelle à l'égard des montants reclassés hors des autres éléments du résultat étendu par composante. Voir la note 16.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

Nous considérons l'ensemble des placements hautement liquides d'une durée restante de trois mois ou moins au moment de l'acquisition comme des équivalents de trésorerie.

### TRÉSORERIE SOUMISE À RESTRICTIONS

Les soldes de trésorerie soumis à restrictions pour ce qui est de leur retrait ou de leur usage en raison d'obligations contractuelles ou réglementaires sont présentés aux bilans au poste Investissements et autres biens – Autres. La trésorerie soumise à restrictions s'établissait à 2 millions \$ au 31 décembre 2013 et à 7 millions \$ au 31 décembre 2012.

### 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), diminués des apports sous forme d'aide à la construction.

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.

### 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 la PFUPC sont capitalisés et amortis par le biais de la dotation à l'amortissement en tant que coût recouvrable dans les 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 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>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
TEP	7,38 %	7,22 %	6,72 %
UNS Electric	8,07 %	7,89 %	8,18 %
UNS Gas	7,89 %	7,95 %	8,32 %

UNS Energy n'a pas capitalisé d'intérêts liés à des activités de construction non réglementées en 2013 ou en 2012. UNS Energy a capitalisé des intérêts liés à des activités de construction non réglementées à un taux de 3,30 % en 2011.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### 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 3 et 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 d'estimations de la valeur de récupération et des coûts d'enlèvement. Le tableau ci-dessous présente un sommaire des taux d'amortissement annuels moyens pour toutes les centrales :

	2013	2012	2011
TEP	3,16 %	3,22 %	3,14 %
UNS Electric	3,94 %	3,99 %	4,02 %
UNS Gas	2,63 %	2,69 %	2,84 %

### 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.

### 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 un logiciel n'est plus utile, nous passons en charges immédiatement les coûts capitalisés liés au logiciel.

## 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 7 % 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 15. Ces investissements ne réduisent pas les obligations au titre de 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.

## OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

TEP et UNS Electric ont identifié des obligations légales liées à la mise hors service d'immobilisations relativement à la mise hors service de certains actifs liés à la production d'énergie. 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. Nous comptabilisons un passif d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au cours de la période où il est subi s'il est possible de l'estimer raisonnablement. À la comptabilisation d'une nouvelle obligation, nous capitalisons les coûts du passif en augmentant la valeur comptable de l'actif à long terme connexe. Nous comptabilisons l'augmentation du passif attribuable à l'écoulement du temps en comptabilisant une charge de désactualisation dans les charges d'exploitation et d'entretien, et nous amortissons les coûts capitalisés sur la durée de vie utile

## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

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. À compter du 1<sup>er</sup> juillet 2013, TEP a commencé à reporter les coûts liés à la plupart de ses obligations légales liées à la mise hors service d'immobilisations à titre d'actifs réglementaires étant donné que les nouveaux taux d'amortissement approuvés dans l'ordonnance tarifaire 2013 de TEP tiennent compte de ces coûts.

Les taux d'amortissement pour l'ensemble de nos services publics comprennent aussi une composante au titre des coûts d'enlèvement estimatifs futurs qui n'ont pas été identifiés en tant qu'obligations légales. Nous recouvrons ces montants au moyen des tarifs facturés aux clients de détail et 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 créance initiaux.

### **PRODUITS D'EXPLOITATION**

Nous comptabilisons les produits liés à la vente d'énergie lorsque les services sont rendus ou lorsque les marchandises sont livrées aux clients. La facturation des ventes d'électricité et de gaz aux clients de détail repose sur la lecture de leurs compteurs, qui a lieu sur une base régulière tout au long du mois. 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. À la fin du mois, la quantité d'énergie livrée depuis la dernière lecture des compteurs est estimée et les produits non facturés correspondants sont calculés à partir des tarifs de détail moyens facturés aux clients.

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.

TEP comptabilise des frais de gestion mensuels dans les 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. En outre, les autres produits comprennent des remboursements de Tri-State et de SRP au titre de diverses charges d'exploitation engagées à Springerville et pour l'utilisation des installations communes de Springerville et des installations de manutention de charbon de Springerville. Les charges compensatoires sont comptabilisées dans le poste approprié de l'état des résultats selon la nature des services fournis. En tant qu'agent d'exécution de Tri-State et de SRP, TEP peut recevoir des primes fondées sur le rendement en fonction de la disponibilité des unités, lesquelles sont comptabilisées dans les autres produits de la période où elles ont été reçues.

L'ACC a autorisé des mécanismes de recouvrement des coûts fixes irrécupérables (RCFI) associés aux ventes d'énergie qui ne surviennent plus compte tenu des normes en matière d'efficacité de l'énergie électrique et de la production distribuée. Nous comptabilisons les produits au cours de la période où des économies d'énergie vérifiables se produisent. La comptabilisation des produits liés au RCFI engendre un actif réglementaire jusqu'à ce que les produits soient recouverts.

## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

### **PROVISION POUR CRÉANCES DOUTEUSES**

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.

### **STOCKS**

Nous évaluons les matières, les fournitures et le combustible au moindre du coût moyen pondéré ou de la valeur marchande, sauf si des preuves montrent que le coût moyen pondéré (même s'il dépasse la valeur marchande) sera recouvré au moyen des tarifs au détail. Nous capitalisons les coûts de manutention et d'approvisionnement (comme les coûts de main-d'œuvre, les coûts indirects et les coûts de transport) dans les stocks. Les matériaux et fournitures se composent des matériaux de construction et de réparation liés aux activités de production, de transport et de distribution.

### **MÉCANISMES DE 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 recouvrent les coûts du combustible, les coûts d'achat d'électricité et les coûts de transport réellement engagés pour alimenter en électricité les clients de détail au moyen des prix du combustible de base et d'une clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible (CAAEC); de temps à autre, l'ACC ajuste le taux de la CAAEC que TEP et UNS Electric appliquent pour recouvrer ces coûts. L'écart entre les coûts recouverts au moyen des tarifs et les coûts du combustible, les coûts d'achat d'électricité et les coûts de transport réellement engagés de manière prudente pour alimenter en électricité les clients de détail est reporté. Les coûts recouverts en trop sont reportés à titre de passifs réglementaires et les sous-recouvrements sont reportés à titre d'actifs réglementaires. Voir la note 3.

#### **Facteur d'ajustement des achats de gaz d'UNS Gas**

UNS Gas recouvre les coûts du gaz réellement engagés au moyen du mécanisme du facteur d'ajustement des achats de gaz (FAAG), ajusté mensuellement. Les coûts du gaz recouverts en trop sont reportés à titre de passifs réglementaires et les sous-recouvrements sont reportés à titre d'actifs réglementaires. Voir la note 3.

### **ÉNERGIE RENOUVELABLE et PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

La norme sur l'énergie renouvelable (NER) de l'ACC exige que TEP et UNS Electric augmentent leur utilisation d'énergie renouvelable chaque année jusqu'à ce qu'elle représente au moins 15 % de leurs besoins énergétiques annuels totaux en 2025. Les services publics doivent déposer des plans de mise en œuvre de la NER annuels aux fins de revue et d'approbation par l'ACC. Le coût approuvé de la mise en œuvre de ces plans est recouvré auprès des clients de détail au moyen d'un supplément de facturation au titre de la NER. L'ACC a aussi approuvé un recouvrement de coûts liés à l'exploitation, de dotation à l'amortissement et d'impôts fonciers, et un rendement sur le capital investi dans les projets solaires de la société au moyen du tarif de la NER jusqu'à ce que ces coûts soient reflétés dans les tarifs de détail facturés aux clients.

TEP, UNS Electric et UNS Gas sont tenues de mettre en œuvre des programmes rentables de gestion axée sur la demande (GAD) afin de se conformer aux normes en matière d'efficacité de l'énergie (EE) de l'ACC. Les normes en matière d'EE prévoient des suppléments de facturation au titre de la GAD pour recouvrer, auprès des clients de détail, les coûts de la mise en œuvre des programmes de GAD. Les normes en matière d'EE électrique exigent des économies de kWh de détail annuelles accrues de l'ordre de 22 % d'ici 2020. Les normes en matière d'EE gazière exigent des économies de kWh de détail annuelles accrues de l'ordre de 6 % d'ici 2020.

Tout recouvrement de supplément de facturation au titre de la NER ou de la GAD dépassant ou non les coûts engagés pour mettre en œuvre les plans est reporté et reflété dans les états financiers à titre d'actif ou de passif réglementaire. TEP et UNS Electric comptabilisent les produits liés aux suppléments de facturation au titre de la NER et de la GAD dans les ventes au

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

détail d'électricité d'un montant suffisant pour contrebalancer les charges comptabilisées admissibles. De façon semblable, UNS Gas comptabilise les produits liés aux suppléments de facturation au titre de la GAD dans les ventes au détail de gaz.

### 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. 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 recouvrable au moyen du supplément de facturation au titre de la NER. Comme il est décrit précédemment, le prix du marché de l'électricité traditionnelle est recouvrable au moyen de la CAAEC.

Lorsque des CER sont achetés, TEP et UNS Electric comptabilisent le coût des CER (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. Voir la note 3.

### 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 la totalité des actifs d'impôts reportés ne soit pas réalisée.

Les économies d'impôts sont comptabilisées 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 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 3.

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 depuis 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 et est reportée à titre d'actif réglementaire à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2013 compte tenu de l'ordonnance tarifaire 2013 visant TEP. 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.



## 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 aux clients 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 DÉRIVÉS

Nous recourons à divers instruments dérivés physiques et financiers, notamment des contrats à terme, des swaps et des options d'achat et de vente, pour respecter les besoins en charge et les obligations liées aux réserves prévus, pour réduire notre exposition à la volatilité des prix de l'énergie et pour couvrir notre risque de taux d'intérêt. Pour l'ensemble des instruments dérivés qui ne peuvent pas se prévaloir de l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales, nous devons comptabiliser les instruments dérivés à titre d'actifs ou de passifs aux bilans consolidés et évaluons ces instruments à la juste valeur. La comptabilisation des variations de la juste valeur d'un dérivé dépend de l'usage prévu du dérivé et de la désignation qui en résulte.

#### 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 des installations communes de Springerville et, comme elles sont assorties de taux variables, 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 gros à long terme qui est non admissible au recouvrement réglementaire, 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 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 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.

#### Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire

TEP, UNS Electric et UNS Gas sont autorisées à recouvrer les coûts raisonnables des couvertures conclues pour atténuer le risque lié au prix de l'énergie pour les clients de détail. Nous comptabilisons les gains et les pertes non réalisés sur ces contrats d'énergie dérivés comme un actif réglementaire ou un passif réglementaire dans la mesure où ils peuvent être recouverts au moyen de la CAAEC ou du mécanisme du FAAG.

#### Accords généraux de compensation

Nous avons adopté la présentation au montant brut pour nos contrats dérivés visés par des accords généraux de compensation et des garanties. Nous séparons la tranche à court terme et la tranche à long terme de tous nos dérivés au bilan.

## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

### **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 possédant une capacité de production pour soutenir nos prévisions de charge actuelles ou avec des contreparties aux fins de nos obligations de distribution de la charge. Nous avons choisi l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales pour ces contrats qui n'ont pas à être évalués à la juste valeur et sont comptabilisés selon la comptabilité d'exercice.

### **Opérations sur marchandises**

Nous n'avons conclu aucune opération sur instruments financiers dérivés à des fins de transaction.

## **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 moyenne. Nous offrons également aux employés retraités des prestations limitées d'assurance-vie et de soins de santé.

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 il est probable que ces coûts futurs pourront 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.

En outre, nous avons également un régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (RRSD) pour les membres de la haute direction. 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 10.

## **NOTE 2. PROJET DE FUSION AVEC FORTIS**

Le 11 décembre 2013, UNS Energy a annoncé la conclusion d'une entente et d'un plan de fusion, sous réserve de l'approbation des actionnaires et des organismes de réglementation concernés, visant son acquisition par Fortis moyennant 60,25 \$ au comptant par action ordinaire. Après la fusion, UNS Energy continuera d'exercer ses activités à titre de filiale en propriété exclusive de Fortis. Les conseils d'administration de UNS Energy et Fortis ont approuvé la fusion.

## **NOTE 3. QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES**

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 Electric et UNS Gas. L'ACC régit les tarifs facturés aux clients de détail, l'emplacement des installations de production et de transport, l'émission de titres, les transactions avec les sociétés affiliées et la fusion en cours. La FERC régit les modalités et les prix des services de transport et des ventes en gros d'électricité, et la fusion en cours.

## **ORDONNANCE TARIFAIRE 2013 VISANT TEP**

En juin 2013, l'ACC a émis l'ordonnance tarifaire 2013 visant 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 visant TEP a approuvé les nouveaux tarifs en vigueur en date du 1<sup>er</sup> juillet 2013.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Les dispositions de l'ordonnance tarifaire 2013 visant 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 (BTCI) 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 BTCI 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;
- un assentiment par TEP d'essayer de recouvrer les coûts relatifs au projet de transport Nogales abandonné auprès de la FERC avant de tenter de demander à l'ACC la permission de les recouvrer dans les tarifs.

L'ordonnance tarifaire 2013 visant 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 0,1388 cent par kWh à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2013. Le crédit tient compte de ce qui suit :
  - une réduction 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 final avec l'exploitant de San Juan relativement au produit provenant des assurances.
- 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 d'efficacité énergétique et de la production distribuée. Au quatrième trimestre de 2013, TEP a comptabilisé des produits de 2 M\$ au titre de coûts non liés au combustible non recouverts qui ont été engagés en 2013.
- un mécanisme de facteur d'ajustement de conformité environnementale (FACE) visant à recouvrer certains coûts du capital engagés pour la conformité à la réglementation environnementale imposée par les gouvernements entre les demandes de révision de tarifs. Le taux du FACE est plafonné à 0,025 cent 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 encourageant l'efficacité énergétique qui comporte un budget d'environ 21 M\$ pour l'année civile 2013 destiné aux programmes de financement soutenant l'application des normes en matière d'efficacité de l'énergie électrique de l'ACC ainsi qu'une prime de rendement de 2 M\$.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### ORDONNANCE TARIFAIRE 2013 VISANT UNS ELECTRIC

En décembre 2013, l'ACC a émis l'ordonnance tarifaire 2013 visant UNS Electric en réponse à la demande de révision de tarifs déposée par UNS Electric en décembre 2012, laquelle est fondée sur une année témoin close le 30 juin 2012. L'ordonnance tarifaire 2013 visant UNS Electric a approuvé les nouveaux tarifs en date du 1<sup>er</sup> janvier 2014.

Les dispositions de l'ordonnance tarifaire 2013 visant UNS Electric comprennent, entre autres choses :

- 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'ordonnance tarifaire 2013 visant 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), qui visera à recouvrer en temps voulu les coûts de transport liés à la prestation de services aux clients de détail.

### ORDONNANCE TARIFAIRE 2012 VISANT 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.

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.

### MÉCANISMES DE RECOUVREMENT DE COÛTS

TEP, UNS Electric et UNS Gas 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

Le taux de la CAAEC de TEP est ajusté chaque année, le 1<sup>er</sup> 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.

Le taux de la CAAEC de TEP comprend : 1) une composante à terme, en vertu de laquelle TEP recouvre ou rembourse 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 du combustible et les taux 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 engagés de manière prudente 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.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Avant l'entrée en vigueur de l'ordonnance tarifaire 2013 visant UNS Electric, le taux de la CAAEC d'UNS Electric était ajusté annuellement, le 1<sup>er</sup> juin, et était en vigueur pour la période subséquente de douze mois. Par suite de l'entrée en vigueur de l'ordonnance tarifaire 2013 visant UNS Electric, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014, le taux de la CAAEC d'UNS Electric reflète une moyenne mobile pondérée sur douze mois des coûts d'achat de combustible et d'électricité réellement engagés par UNS Electric. Le tarif de la CAAEC est ajusté chaque mois, mais il ne peut varier de plus de 0,83 % par rapport au tarif du mois précédent. Si le solde du report de la CAAEC reflète un recouvrement excédentaire de 10 M\$ ou plus par rapport aux coûts facturés aux clients, UNS Electric doit demander un ajustement du taux de la CAAEC. Au 31 décembre 2013, le solde de la CAAEC présentait un montant recouvré en trop de 14 M\$ dans les coûts facturés aux clients.

Le tableau ci-dessous présente les taux de la CAAEC de TEP et d'UNS Electric :

	TEP			
	2013		2012	
	Juillet à décembre	Janvier à juin	Avril à décembre	Janvier à mars
	Cent par kWh			
Taux de la CAAEC	0,14	0,77	0,77	0,53
Charge de transition de marché libre <sup>1</sup>	—	—	—	(0,53)
Taux de la CAAEC net de TEP	0,14	0,77	0,77	—

<sup>1)</sup> La CAAEC de TEP est entrée en vigueur en janvier 2009. Cependant, TEP devait initialement rembourser aux clients au moyen du mécanisme de la CAAEC des montants qui avaient été recouverts en trop en vertu de la charge de transition de marché libre (CTML), en place de 1999 à 2008. Par conséquent, la charge nette pour la CAAEC autorisée a été établie à zéro jusqu'à ce que la totalité des produits au titre de la CTML recouverts en trop aient été remboursés en entier aux clients (novembre 2011). Par la suite, TEP a continué à reporter les coûts admissibles au titre de la CAAEC, mais n'a pas été autorisée à les facturer aux clients jusqu'à ce qu'un nouveau taux de la CAAEC ait été approuvé par l'ACC en avril 2012.

	UNS Electric				
	2013			2012	
	Septembre à décembre	Juin à août	Janvier à mai	Juin à décembre	Janvier à mai
	Cent par kWh				
Taux de la CAAEC	(0,40)	(0,92)	(1,44)	(1,44)	(0,88)

### 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 recouvrer les 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 taux du FAAG. Le taux du FAAG reflète une moyenne mobile pondérée des coûts de gaz engagés par UNS Gas au cours des douze mois précédents. Le taux du FAAG s'ajuste automatiquement chaque mois, mais il ne peut augmenter ni diminuer de plus de 15 cents 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 octobre 2013, l'ACC a approuvé une hausse du crédit du FAAG existant, de 4,5 cents par unité thermique à 10 cents par unité thermique, afin de réduire le solde du FAAG représentant un montant recouvré en trop. Le nouveau crédit du FAAG sera en vigueur du 1<sup>er</sup> novembre 2013 au 30 avril 2014. Aux 31 décembre 2013 et 2012, le solde du FAAG présentait un montant recouvré en trop de 10 M\$ dans les coûts facturés aux clients.

Le taux du FAAG s'échelonnait de 0,4504 cent à 0,5280 cent par unité thermique en 2013, et de 0,5202 cent à 0,6501 cent par unité thermique en 2012.

### Normes sur l'énergie renouvelable

TEP et UNS Electric sont tenues d'utiliser davantage d'énergie renouvelable afin de respecter les NER de l'ACC. TEP et UNS Electric, au moyen d'un supplément de facturation aux clients, recouvrent les coûts liés à la conformité à la NER. Ces coûts

## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

comprennent l'achat de CER au moyen de contrats d'achat d'électricité (CAE) et de primes fondées sur le rendement, de même que des coûts liés aux actifs solaires adaptés aux services publics jusqu'à ce que les projets puissent être intégrés dans les tarifs de base.

En octobre 2013, l'ACC a approuvé le plan d'application des NER 2014 de TEP et a autorisé un budget total d'application des NER de 40 M\$ pour 2014, dont une tranche de 34 M\$ sera recouvrée au moyen du mécanisme de financement 2014 à l'égard de l'application des NER. TEP a dégagé un rendement sur le capital investi dans les projets solaires de 2 M\$ à la fois en 2013 et en 2012 et de 1 M\$ en 2011.

En octobre 2013, l'ACC a approuvé le plan en matière d'application des NER 2014 d'UNS Electric et a autorisé un budget total d'application des NER de 7 M\$ pour 2014, dont une tranche de 6 M\$ sera recouvrée au moyen du mécanisme de financement 2014 de l'application des NER. UNS Electric a dégagé un rendement sur le capital investi dans les projets solaires de moins de 0,5 M\$ en 2013 et en 2012. Aucun rendement n'a été dégagé en 2011.

### **Normes en matière d'efficacité énergétique**

TEP, UNS Electric et UNS Gas sont tenues de mettre en œuvre des programmes rentables de GAD pour se conformer aux NEE de l'ACC. Les NEE prévoient des suppléments de facturation au titre de la GAD pour recouvrer les coûts de la mise en œuvre des programmes de la GAD auprès des clients de détail.

En décembre 2013, l'ACC a approuvé le plan 2013-2014 de mise en œuvre des NEE d'UNS Electric qui comportait un budget pour l'année civile 2014 d'environ 5 M\$ 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.

En juin 2013, l'ACC a approuvé le plan 2011-2012 de mise en œuvre des NEE d'UNS Gas avec quelques modifications. L'approbation comportait un budget annuel de gestion de l'efficacité énergétique d'environ 2 M\$ et une dispense à l'égard des NEEG jusqu'en 2013.

### **Mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables**

Le RCFI est un mécanisme pour recouvrer certains coûts non liés au combustible qui resteraient irrécupérables en raison des pertes de ventes découlant de l'application des NEE et des cibles de production distribuée approuvées par l'ACC.

En avril 2012, l'ACC a autorisé un mécanisme de RCFI qui permet à UNS Gas de recouvrer certains 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.

En juin 2013, l'ACC a autorisé un mécanisme de RCFI pour TEP comportant 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 pour le recouvrement des coûts de 2013 sera en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2014, une fois que l'ACC aura terminé sa revue des ventes de kWh perdues vérifiées.

En décembre 2013, dans le cadre de l'ordonnance tarifaire 2013 visant UNS Electric, l'ACC a autorisé un mécanisme de RCFI pour UNS Electric, sera en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2014.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les tableaux suivants présentent les actifs et passifs réglementaires :

	31 décembre 2013			
	TEP	UNS Electric	UNS Gas	UNS Energy
	(en millions de dollars)			
<b>Actifs réglementaires – à court terme</b>				
Reports de l'impôt foncier <sup>1</sup>	20 \$	— \$	— \$	20 \$
Instruments dérivés (note 15)	1	—	—	1
Report des coûts liés au feu à la mine de San Juan <sup>2</sup>	10	—	—	10
CAAEC <sup>2</sup>	4	10	—	14
GAD et RCFI <sup>2</sup>	3	—	—	3
Autres actifs réglementaires à court terme <sup>3</sup>	5	—	—	5
<b>Total des actifs réglementaires – à court terme</b>	<b>43</b>	<b>10</b>	<b>—</b>	<b>53</b>
<b>Actifs réglementaires – à long terme</b>				
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 10)	75	3	2	80
Impôt sur les bénéfices recouvrable à partir des produits futurs <sup>4</sup>	22	3	—	25
CAAEC – Coûts finaux liés à la remise en état de la mine et au régime des soins de santé pour les retraités <sup>5</sup>	25	—	—	25
Projet de transport Nogales abandonné <sup>6</sup>	5	—	—	5
Autres actifs réglementaires <sup>3</sup>	14	2	—	16
<b>Total des actifs réglementaires – à long terme</b>	<b>141</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>151</b>
<b>Passifs réglementaires – à court terme</b>				
FAAG <sup>2</sup>	—	—	(15)	(15)
NER <sup>2</sup>	(22)	(9)	—	(31)
Autres passifs réglementaires à court terme	(2)	(6)	—	(8)
<b>Total des passifs réglementaires – à court terme</b>	<b>(24)</b>	<b>(15)</b>	<b>(15)</b>	<b>(54)</b>
<b>Passifs réglementaires – à long terme</b>				
Coût d'enlèvement pour les mises hors service temporaires, montant net <sup>7</sup>	(254)	(12)	(26)	(292)
Impôt sur les bénéfices à payer au moyen des tarifs futurs	(5)	—	(1)	(6)
Crédits d'impôt à l'investissement reportés <sup>8</sup>	(4)	—	—	(4)
<b>Total des passifs réglementaires – à long terme</b>	<b>(263)</b>	<b>(12)</b>	<b>(27)</b>	<b>(302)</b>
<b>Total des actifs (passifs) réglementaires, montant net</b>	<b>(103) \$</b>	<b>(9) \$</b>	<b>(40) \$</b>	<b>(152) \$</b>

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

	Au 31 décembre 2012			
	TEP	UNS Electric	UNS Gas	UNS Energy
	(en millions de dollars)			
<b>Actifs réglementaires – à court terme</b>				
Reports de l'impôt foncier <sup>1</sup>	18 \$	— \$	— \$	18 \$
Instruments dérivés (note 15)	2	6	3	11
CAAEC <sup>2</sup>	7	8	—	15
GAD <sup>2</sup>	5	—	—	5
Autres actifs réglementaires à court terme <sup>3</sup>	2	—	1	3
<b>Total des actifs réglementaires – à court terme</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>4</b>	<b>52</b>
<b>Actifs réglementaires – à long terme</b>				
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 10)	130	5	4	139
Impôt sur les bénéfices recouvrable à partir des produits futurs <sup>4</sup>	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 <sup>5</sup>	22	—	—	22
Projet de transport Nogales abandonné <sup>6</sup>	5	—	—	5
Autres actifs réglementaires <sup>3</sup>	13	1	1	15
<b>Total des actifs réglementaires – à long terme</b>	<b>178</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>191</b>
<b>Passifs réglementaires – à court terme</b>				
FAAG <sup>2</sup>	—	—	(17)	(17)
NER <sup>2</sup>	(19)	(4)	—	(23)
Autres passifs réglementaires à court terme	(2)	(1)	(1)	(4)
<b>Total des passifs réglementaires – à court terme</b>	<b>(21)</b>	<b>(5)</b>	<b>(18)</b>	<b>(44)</b>
<b>Passifs réglementaires – à long terme</b>				
Coût d'enlèvement pour les mises hors service temporaires, montant net <sup>7</sup>	(231)	(11)	(25)	(267)
Impôt sur les bénéfices à payer au moyen des tarifs futurs	(5)	—	(1)	(6)
Crédits d'impôt à l'investissement reportés <sup>8</sup>	(5)	—	—	(5)
Autres passifs réglementaires	—	(1)	—	(1)
<b>Total des passifs réglementaires – à long terme</b>	<b>(241)</b>	<b>(12)</b>	<b>(26)</b>	<b>(279)</b>
<b>Total des actifs (passifs) réglementaires, montant net</b>	<b>(50) \$</b>	<b>5 \$</b>	<b>(35) \$</b>	<b>(80) \$</b>

Les actifs réglementaires sont recouverts dans les tarifs de détail ou devraient être recouverts dans les tarifs de détail d'une période future. Nous décrivons les actifs réglementaires ci-après. À l'exception des intérêts gagnés sur les coûts de la CAAEC recouverts en moins, nous ne dégageons pas de rendement sur les actifs réglementaires.

- 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) Se reporter à la description des mécanismes de recouvrement des coûts présentée précédemment.
- 3) Les autres actifs réglementaires 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), des coûts de demande de révision de tarifs (recouvrement sur 3 ans), des coûts de conformité environnementale, des reports de contrats de location de l'unité 1 de Springerville et d'autres actifs (recouvrement jusqu'en 2014).
- 4) L'impôt sur les bénéfices recouvrable à partir des produits futurs est amorti sur la durée d'utilité des actifs.



## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

- 5) 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 sur la durée des contrats d'approvisionnement en charbon. 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.
- 6) 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 entre Tucson et Nogales. TEP et UNS Electric ne mèneront pas à bien le projet. Voir la note 7.

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 auxquelles ils avaient été perçus auprès des clients, comme il est décrit ci-après :

- 7) Les coûts d'enlèvement liés aux mises hors service temporaires, montant net, représentent les montants recouverts au moyen des taux d'amortissement relatifs aux coûts liés à la mise hors service d'immobilisations qui devraient être engagés dans le futur.
- 8) Les crédits d'impôt à l'investissement reportés sont liés aux crédits d'énergie fédéraux produits en 2012, et sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent aux fins de l'impôt.

## INCIDENCE DE LA COMPTABILISATION PROPRE AUX ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES

Si nous déterminions que nous ne respectons plus les critères pour continuer d'appliquer la comptabilisation propre aux activités réglementées, nous serions tenus de radier nos actifs et passifs réglementaires liés aux activités ne respectant pas les exigences de la comptabilisation propre aux activités réglementées. L'abandon de la comptabilisation propre aux activités réglementées pourrait avoir une incidence importante sur nos états financiers.

## NOTE 4. 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 Electric, entreprise de services publics d'électricité réglementée
- 3) UNS Gas, entreprise de services publics de distribution de gaz naturel réglementée

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Les tableaux suivants présentent les principales données financières de nos secteurs isolables :

	Secteurs isolables				Ajustements de rapprochement	UNS Energy
	TEP	UNS Electric	UNS Gas	Autres <sup>2</sup>		
	(en millions de dollars)					
<b>2013</b>						
<b>État des résultats</b>						
Produits d'exploitation – externes	1 180 \$	174 \$	131 \$	2 \$	(2) \$	1 485 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels <sup>1</sup>	17	2	3	17	(39)	—
Amortissement	149	19	9	—	—	177
Intérêts créditeurs	—	1	—	—	—	1
Intérêts débiteurs	79	7	6	1	—	93
Charge d'impôts sur les bénéfices	48	7	7	(4)	—	58
Bénéfice net	101	12	11	3	—	127
<b>État des flux de trésorerie</b>						
Dépenses en immobilisations	(253)	(56)	(17)	—	—	(326)
<b>Bilan</b>						
Total de l'actif	3 563	404	311	1 194	(1 192)	4 280
	Secteurs isolables					
	TEP	UNS Electric	UNS Gas	Autres <sup>2</sup>	Ajustements de rapprochement	UNS Energy
	(en millions de dollars)					
<b>2012</b>						
<b>État des résultats</b>						
Produits d'exploitation – externes	1 145 \$	189 \$	129 \$	— \$	(1) \$	1 462 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels <sup>1</sup>	17	1	4	18	(40)	—
Amortissement	150	18	9	—	—	177
Intérêts créditeurs	—	—	—	1	—	1
Intérêts débiteurs	88	8	6	3	—	105
Charge d'impôts sur les bénéfices	39	11	6	—	—	56
Bénéfice net	65	17	9	—	—	91
<b>État des flux de trésorerie</b>						
Dépenses en immobilisations	(253)	(38)	(16)	—	—	(307)
<b>Bilan</b>						
Total de l'actif	3 461	370	310	1 121	(1 122)	4 140
<b>2011</b>						
<b>État des résultats</b>						
Produits d'exploitation – externes	1 141 \$	188 \$	149 \$	— \$	1 \$	1 479 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels <sup>1</sup>	15	2	2	23	(42)	—
Amortissement	140	17	8	1	(1)	165
Intérêts créditeurs	4	—	—	1	—	5
Intérêts débiteurs	89	7	7	9	—	112
Charge d'impôts sur les bénéfices	52	11	7	(1)	(2)	67
Bénéfice net	85	18	10	—	(3)	110
<b>État des flux de trésorerie</b>						
Dépenses en immobilisations	(352)	(96)	(13)	(34)	121	(374)

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

- 1) Les produits d'exploitation – intersectoriels comprennent les coûts communs (systèmes, installations, etc.) répartis à des sociétés affiliées sur une base de coût causal et comptabilisés à titre de produits par TEP, les ventes d'électricité entre TEP et UNS Electric au prix du marché pour un tiers, les services dans la zone de contrôle fournis par TEP à UNS Electric selon le tarif approuvé par la FERC, les ventes de gaz naturel par UNS Gas au prix du marché pour un tiers pour l'utilisation dans les centrales d'UNS Electric, et les charges pour la main-d'œuvre supplémentaire (surtout des services de lecture de compteurs) fournie par des sociétés affiliées non réglementées aux sociétés de services publics.
- 2) Les résultats des sociétés de portefeuille UNS Energy et UES, de Millennium et de UED sont inclus dans la colonne Autres des tableaux ci-dessus.

### NOTE 5. CENTRALES ET INSTALLATIONS DÉTENUES CONJOINTEMENT

#### CENTRALES

Le tableau suivant présente les centrales en service par principales catégories :

	UNS Energy		TEP	
	Aux 31 décembre		Aux 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
	(en millions de dollars)			
<b>Centrales en service</b>				
Centrale électrique	1 974 \$	1 932 \$	1 889 \$	1 847 \$
Réseau de transport de la centrale électrique	912	842	825	796
Réseau de distribution de la centrale électrique	1 529	1 495	1 298	1 271
Réseau de distribution de gaz	252	240	—	—
Réseau de transport de gaz	18	18	—	—
Installation générale	356	347	312	309
Immobilisations incorporelles – Coûts liés aux logiciels <sup>1,2</sup>	142	124	141	123
Immobilisations incorporelles	5	5	—	—
Centrale électrique détenue en vue d'une utilisation ultérieure	4	3	3	2
<b>Centrales en service</b>	<b>5 192 \$</b>	<b>5 006 \$</b>	<b>4 468 \$</b>	<b>4 348 \$</b>
Centrales visées par des contrats de location-acquisition <sup>3</sup>	638 \$	583 \$	638 \$	583 \$

- 1) Au 31 décembre 2013, les coûts liés aux logiciels non amortis totalisaient 40 M\$ pour UNS Energy et 39 M\$ pour TEP et, au 31 décembre 2012, 36 M\$ pour UNS Energy et 35 M\$ pour TEP.
- 2) L'amortissement des coûts liés aux logiciels dans les états des résultats d'UNS Energy s'est établi à 14 M\$ en 2013, à 13 M\$ en 2012 et à 10 M\$ en 2011.
- 3) En 2013, TEP a pris des engagements d'achat de certains biens loués de l'unité 1 de Springerville. Voir la note 6.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### 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 2013, 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		
	2013	2012	2011
	(en millions de dollars)		
<b>Charges locatives :</b>			
Intérêts débiteurs – répartis comme suit :			
Contrats de location-acquisition	25 \$	34 \$	40 \$
Charges d'exploitation – combustible	2	3	4
Autres charges	—	—	1
Amortissement des actifs visés par des contrats de location-acquisition – réparti comme suit :			
Charges d'exploitation – combustible	5	4	3
Charges d'exploitation – amortissement	15	14	14
<b>Total des charges locatives</b>	<b>47 \$</b>	<b>55 \$</b>	<b>62 \$</b>

Le taux d'amortissement des centrales et la durée de service résiduelle moyenne approximative selon les études sur l'amortissement les plus récentes disponibles au 31 décembre 2013, se présentaient comme suit :

	TEP	
	Au 31 décembre 2013	
	Taux d'amortissement annuel <sup>5</sup>	Durée de vie résiduelle moyenne en années
<b>Principales catégories des centrales en service</b>		
Centrale électrique <sup>1</sup>	3,31 %	22
Réseau de transport de la centrale électrique	1,48 %	32
Réseau de distribution de la centrale électrique <sup>1</sup>	2,08 %	35
Installation générale <sup>1</sup>	5,48 %	11
Immobilisations incorporelles <sup>2</sup>	Divers	Divers
	UNS Electric	
	Au 31 décembre 2013	
	Taux d'amortissement annuel <sup>5</sup>	Durée de vie résiduelle moyenne en années
<b>Principales catégories des centrales en service</b>		
Centrale électrique	2,56 %	36
Réseau de transport de la centrale électrique	3,36 %	19
Réseau de distribution de la centrale électrique	3,97 %	15
Installation générale	8,01 %	7
Immobilisations incorporelles <sup>3</sup>	Divers	Divers

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

	UNS Gas	
	Au 31 décembre 2013	
	Taux d'amortissement annuel <sup>5</sup>	Durée de vie résiduelle moyenne en années
<b>Principales catégories des centrales en service</b>		
Centrale au gaz naturel	2,37 %	41
Réseau de transport de gaz	1,54 %	54
Installation générale	4,38 %	7
Immobilisations incorporelles <sup>4</sup>	Divers	Divers

- 1) En juin 2013, l'ACC a publié l'ordonnance tarifaire 2013 visant TEP, qui approuvait une modification des taux d'amortissement reflétant des variations dans les durées de vie utile résiduelles moyenne de nos centrales, de nos réseaux de transport et de nos installations générales. Voir la note 3.
- 2) La plupart des investissements de TEP dans les immobilisations incorporelles se rapportent à des logiciels, lesquels sont amortis sur leur durée de vie utile prévue, étant donné une durée de vie moyenne de 3 à 5 ans pour les logiciels utilisés à petite échelle ou une durée de vie résiduelle de 5 à 19 ans pour les logiciels utilisés à l'échelle de l'entreprise.
- 3) Les immobilisations incorporelles d'UNS Electric représentent surtout des coûts d'interconnexion capitalisés, lesquels sont amortis selon une durée de vie moyenne de 23 ans ou une durée de vie résiduelle de 35 ans.
- 4) Les immobilisations incorporelles d'UNS Gas représentent des immobilisations incorporelles diverses, lesquelles sont amorties sur une durée de vie moyenne de 15 ou 25 ans.
- 5) Les taux d'amortissement représentent une combinaison des taux d'amortissement des actifs de chacune des principales catégories de centrales.

## INSTALLATIONS DÉTENUES CONJOINTEMENT

Au 31 décembre 2013, les participations de TEP dans les centrales électriques et les réseaux de transport détenus conjointement s'établissaient comme suit :

	Pourcentage de participation	Centrales en service	Travaux de construction en cours	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
			(en millions de dollars)		
Unités 1 et 2 de San Juan	50,0 %	448 \$	6 \$	230 \$	224 \$
Unités 1, 2 et 3 de Navajo	7,5 %	152	1	110	43
Unités 4 et 5 de Four Corners	7,0 %	101	2	75	28
Installation Luna Energy	33,3 %	53	—	2	51
Réseaux de transport	Divers	330	43	190	183
<b>Total</b>		<b>1 084 \$</b>	<b>52 \$</b>	<b>607 \$</b>	<b>529 \$</b>

TEP est responsable de sa quote-part des coûts liés à l'exploitation pour les centrales ci-dessus ainsi que de leur fournir du financement. TEP comptabilise sa quote-part des charges d'exploitation et des coûts liés à ces centrales selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### 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.

	UNS Energy	
	Au 31 décembre	
	2013	2012
	(en millions de dollars)	
<b>Solde au début de la période</b>	14 \$	13 \$
Passifs engagés	1	—
Charge au titre de la désactualisation ou report réglementaire	1	1
Révisions de la valeur actuelle des flux de trésorerie estimés <sup>1</sup>	7	—
<b>Solde à la fin de la période</b>	<b>23 \$</b>	<b>14 \$</b>

<sup>1)</sup> Se rapportent surtout aux modifications des dates de mise hors service prévue des centrales électriques.

Le tableau ci-dessus tient surtout compte des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de TEP. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'UNS Electric s'élevaient à moins de 1 M\$ aux 31 décembre 2013 et 2012.

### 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.

#### **BILLETS DE PREMIER RANG CONVERTIBLES D'UNS ENERGY**

En 2005, UNS Energy a émis des billets de premier rang convertibles à 4,50 % de 150 M\$ échéant en 2035. En 2012, UNS Energy a converti environ 147 M\$ de billets de premier rang convertibles en environ 4,3 millions d'actions ordinaires, alors que 3 M\$ de billets de premier rang convertibles ont été rachetés pour une contrepartie au comptant.

#### **ÉMISSIONS ET RACHATS DE TITRES DE CRÉANCE DE TEP**

##### **Obligations à taux variable exonérées d'impôts non garanties**

En novembre 2013, l'Industrial Development Authority du comté d'Apache, en Arizona, a émis des obligations à revenu pour le développement industriel à taux variable exonérées d'impôts d'un montant en capital de 100 M\$, échéant en 2032. Le prêteur réinitialise le taux d'intérêt chaque mois en fonction d'un pourcentage d'un taux indiciel correspondant au TIOL à un mois majoré d'une marge bancaire sur le taux; au 31 décembre 2013, le taux annuel s'établissait à 0,948 %. Ces obligations sont des obligations multimodales, et la durée initiale est établie à cinq ans jusqu'en novembre 2018, moment où les obligations feront l'objet d'une offre d'achat obligatoire. Le produit a été placé en fiducie pour rembourser des obligations à taux variable de 100 M\$ en décembre 2013.

##### **Obligations à taux variable exonérées d'impôts garanties et swap de taux d'intérêt**

Certaines des obligations à taux variable exonérées d'impôts de TEP sont garanties par des lettres de crédit émises en vertu de l'entente de crédit de TEP et de l'entente de remboursement de TEP (voir ci-après).

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau qui suit présente les taux d'intérêt sur les obligations à taux variable hebdomadaires de TEP, qui sont révisés hebdomadairement par ses agents de commercialisation :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
<b>Taux d'intérêt sur les obligations :</b>			
Taux d'intérêt moyen	0,10 %	0,17 %	0,18 %
Fourchette des taux hebdomadaires moyens	0,06 % - 0,25 %	0,06 % - 0,26 %	0,05 % - 0,34 %

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 exonérées d'impôts non garanties

En mars 2013, TEP a émis des obligations pour le développement industriel du comté de Pima, en Arizona, exonérées d'impôts d'un montant en capital d'environ 91 M\$. 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<sup>er</sup> mars 2023. Le produit tiré de l'émission des obligations a été placé 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.

En juin 2012, TEP a émis des obligations pour le développement industriel du comté de Pima, en Arizona, exonérées d'impôts d'environ 16 M\$. 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<sup>er</sup> juin 2022. Le produit tiré de l'émission des obligations a été placé 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.

En mars 2012, TEP a émis des obligations pour la lutte contre la pollution du comté d'Apache, en Arizona, exonérées d'impôts non garanties de 177 M\$. 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<sup>er</sup> mars 2022. Le produit tiré de l'émission des obligations, combiné à 7 M\$ en capital et à 1 M\$ en intérêts courus provenant de TEP, a été placé 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.

### Billets à taux fixe non garantis

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.

### 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 annulé des obligations hypothécaires de 423 M\$ et s'est libérée 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.

## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

### **ENTENTE DE CRÉDIT D'UNS ENERGY**

L'entente de crédit d'UNS Energy consiste en une facilité de crédit renouvelable et une facilité de lettres de crédit renouvelables totalisant 125 M\$ échéant en novembre 2016. Les actions de Millennium, d'UES et d'UED sont données en garantie des obligations d'UNS Energy en vertu de l'entente.

Au 31 décembre 2013, le solde des emprunts d'UNS Energy s'élevait à 54 M\$ et, au 31 décembre 2012, à 45 M\$ en vertu de sa facilité de crédit renouvelable. Le taux d'intérêt moyen pondéré de la facilité de crédit renouvelable s'établissait à 1,66 % au 31 décembre 2013 et à 1,96 % au 31 décembre 2012. 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 14 février 2014, le solde des emprunts en vertu de l'entente de crédit d'UNS Energy s'établissait à 52 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 1,25 % 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 base de remplacement.

### **ENTENTE DE CRÉDIT DE TEP**

L'entente de crédit de TP est 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 82 M\$ sur laquelle s'appuient des obligations exonérées d'impôts échéant en novembre 2016. En décembre 2013, TEP a fait passer sa facilité de lettre de crédit de 186 M\$ à 82 M\$, par suite du rachat de 100 M\$ d'obligations à taux variable et de l'annulation des lettres de crédit totalisant 104 M\$ sur lesquelles s'appuyaient ses obligations.

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 de base de remplacement. Le taux actuellement en vigueur pour la facilité de lettres de crédit de 82 M\$ est de 1,125 %.

Aux 31 décembre 2013 et 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. 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 14 février 2014, TEP avait contracté des emprunts de 90 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 variable exonérées d'impôts émises pour le compte de TEP en décembre 2010. En février 2014, TEP a modifié son entente de crédit existante, faisant passer la date d'échéance de 2014 à 2019. Des frais sont payables sur le total de l'encours de la lettre de crédit à un taux annuel de 1,00 %.

### **ENTENTE DE CRÉDIT D'UNS ELECTRIC ET D'UNS GAS**

L'entente de crédit d'UNS Electric et d'UNS Gas comprend une facilité de crédit renouvelable et une facilité de lettre de crédit renouvelable de 100 M\$, échéant en novembre 2016. En vertu de l'entente, l'encours des emprunts d'UNS Gas ou d'UNS Electric ne peut en tout temps excéder 70 M\$. Aux termes de l'entente de crédit d'UNS Electric et d'UNS Gas, UNS Electric et UNS Gas ne sont responsables que de leurs propres emprunts. UES garantit les obligations d'UNS Electric et d'UNS Gas. L'entente de crédit d'UNS Electric et d'UNS Gas peut servir à l'émission de lettres de crédit et à des fins d'emprunts renouvelables. UNS Electric et UNS Gas 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.



## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

Les taux d'intérêt et les frais aux termes de l'entente de crédit d'UNS Electric et d'UNS Gas sont établis en fonction d'une grille tarifaire liée à leurs notations de crédit. 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 de base de remplacement.

Au 31 décembre 2013, UNS Electric avait des emprunts de 22 M\$ et avait émis des lettres de crédit de moins de 0,5 M\$ en vertu de l'entente de crédit d'UNS Electric et d'UNS Gas. Le solde du prêt renouvelable est constaté au poste Passifs à court terme des bilans d'UNS Energy. Au 31 décembre 2012, UNS Electric n'avait aucun emprunt et avait émis des lettres de crédit de moins de 0,5 M\$ en vertu de l'entente de crédit d'UNS Electric et d'UNS Gas. Les soldes des lettres de crédit ne sont pas inscrits au bilan. En date du 14 février 2014, UNS Electric avait des emprunts de 25 M\$ et avait émis des lettres de crédit de moins de 0,5 M\$ en vertu de l'entente de crédit d'UNS Electric et d'UNS Gas.

### **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. 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.

### **CONFORMITÉ AUX CLAUSES RESTRICTIVES**

Nos ententes de crédit, l'entente de remboursement de TEP de 2010 et certains de nos contrats d'emprunt à long terme comportent certaines clauses restrictives, y compris des restrictions à l'égard d'un endettement additionnel, des privilèges pour garantir la dette, des fusions, des ventes d'actifs, des opérations conclues avec des sociétés affiliées et des paiements affectés. Selon l'entente de crédit d'UNS Energy, UNS Energy doit respecter un ratio minimal de couverture des intérêts par les flux de trésorerie et chacune de nos ententes de crédit précise un ratio de levier financier maximal. UNS Energy et ses filiales peuvent verser des dividendes à condition qu'elles respectent les ententes.

Au 31 décembre 2013, nous respectons les modalités de notre dette à long terme, de nos ententes de crédit et de l'entente de remboursement de TEP de 2010. Aucun montant du bénéfice net n'était assujéti à des restrictions en matière de dividendes.

### **OBLIGATIONS LIÉES AUX CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION DE TEP**

En janvier 2014, compte tenu des versements prévus effectués aux termes des contrats de location-acquisition, TEP a réduit ses obligations locatives de 80 M\$.

#### **Engagements d'achat en vertu de contrats de location-acquisition de l'unité 1 de Springerville de TEP**

Les contrats de location de l'unité 1 de Springerville ont une durée initiale se terminant en janvier 2015, et comprennent une option d'achat à la juste valeur marchande à la fin de la durée initiale du contrat. 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.

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.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

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 ont comptabilisé une hausse d'environ 55 M\$ au titre des deux centrales visées par des contrats de location-acquisition et des obligations liées à des contrats de location-acquisition dans leurs bilans.

### Contrats de location des installations de manutention de charbon et des installations communes de Springerville

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\$. Les contrats prévoient 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'acquiescer une quote-part de ces installations, et Tri-State sera obligée soit d'acquiescer une quote-part de ces installations, soit de continuer à verser des paiements à TEP pour l'utilisation de ces installations.

### Obligations et participations au titre de contrats de location

#### Investissements dans des obligations et participations au titre de contrats de location de Springerville

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\$ aux 31 décembre 2013 et 2012.

#### Swaps 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 % aux 31 décembre 2013 et 2012.

Les swaps ont pour effet de fixer les taux d'intérêt sur les soldes du capital amortissable comme suit :

<u>Obligations au titre de contrats de location au 31 décembre 2013</u>	<u>Taux fixe</u>	<u>Écart selon le TIOL</u>
Swap 1 – Montant notionnel de 33 M\$ – en vigueur depuis juin 2006	5,77 %	1,75 %
Swap 2 – Montant notionnel de 16 M\$ – en vigueur depuis mai 2009	3,18 %	1,75 %
Swap 3 – Montant notionnel de 6 M\$ – en vigueur depuis mai 2009	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 15.

## 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 :

	TEP Échéances de la dette à long terme <sup>1</sup>	TEP Obligations liées à des contrats de location- acquisition	TEP Total	UNS Electric	UNS Gas	UNS Energy Société mère	Total
	(en millions de dollars)						
2014	— \$	214 \$	214 \$	— \$	— \$	— \$	214 \$
2015	—	69	69	80	50	—	199
2016	78	17	95	—	—	54	149
2017	—	18	18	—	—	—	18
2018	100	11	111	—	—	—	111
Total 2014 à 2018	178	329	507	80	50	54	691
Par la suite	1 046	30	1 076	50	50	—	1 176
Moins : intérêts implicites	—	(42)	(42)	—	—	—	(42)
Total	1 224 \$	317 \$	1 541 \$	130 \$	100 \$	54 \$	1 825 \$

<sup>1)</sup> Une tranche de 115 M\$ des obligations à taux variable de TEP est appuyée par des lettres de crédit émises aux termes de l'entente de crédit de TEP venant à échéance en novembre 2016 et de l'entente de remboursement de TEP venant à échéance en décembre 2019. Bien que les obligations à taux variable viennent à échéance de 2022 à 2032, le tableau ci-dessus tient compte du rachat ou du remboursement anticipé de ces obligations en 2016 et en 2019, comme si les lettres de crédit prenaient fin à l'échéance de l'entente de crédit de TEP sans renouvellement. Les obligations pour le développement industriel à taux variable exonérées d'impôts de 2013 de TEP, qui viennent à échéance en 2032, sont assujetties à une offre d'achat obligatoire après la durée actuelle de cinq ans et sont donc présentées comme venant à échéance en 2018. Le remboursement des billets non garantis de TEP n'est pas réduit par l'escompte d'environ 1 M\$.

### NOTE 7. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

#### ENGAGEMENTS D'ACHAT

Au 31 décembre 2013, UNS Energy et TEP avaient pris les engagements suivants à l'égard d'achats fermes non résiliables (obligations d'achat minimum) et de contrats de location-exploitation. Les engagements d'UNS Energy représentent les obligations de TEP, d'UNS Electric et d'UNS Gas :

	Engagements d'achat d'UNS Energy						
	2014	2015	2016	2017	2018	Par la suite	Total
	(en millions de dollars)						
Combustible (y compris le transport)	103 \$	83 \$	80 \$	75 \$	49 \$	345 \$	735 \$
Achats d'électricité	75	17	—	—	—	—	92
Transport	7	13	12	12	11	27	82
Contrats d'achat d'énergie renouvelable	36	37	37	37	37	485	669
Primes fondées sur le rendement en vertu de la NER	9	9	9	9	9	85	130
Contrats de location-exploitation	4	4	3	2	2	14	29
<b>Total des engagements d'achat</b>	<b>234 \$</b>	<b>163 \$</b>	<b>141 \$</b>	<b>135 \$</b>	<b>108 \$</b>	<b>956 \$</b>	<b>1 737 \$</b>

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Au 31 décembre 2013, 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 de TEP						Total
	2014	2015	2016	2017	2018	Par la suite	
	(en millions de dollars)						
Combustible (y compris le transport)	77 \$	63 \$	64 \$	62 \$	36 \$	285 \$	587 \$
Achats d'électricité	27	5	—	—	—	—	32
Transport	3	6	6	6	6	21	48
Contrats d'achat d'énergie renouvelable	30	31	31	31	31	410	564
Primes fondées sur le rendement en vertu de la NER	8	8	8	8	8	83	123
Contrats de location-exploitation	3	3	2	2	2	14	26
<b>Total des engagements d'achat</b>	<b>148 \$</b>	<b>116 \$</b>	<b>111 \$</b>	<b>109 \$</b>	<b>83 \$</b>	<b>813 \$</b>	<b>1 380 \$</b>

### Combustible

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 2031. 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. Les coûts de combustible de TEP sont recouvrables auprès de la clientèle au moyen de la CAAEC.

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 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 2016. 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 projetés au 31 décembre 2013. 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 2016 et 2023.

### Achat d'électricité et transport

TEP et UNS Electric détiennent 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 2014 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 2013.

TEP détient des contrats auprès d'autres entreprises de services publics visant la prestation de services de transport. Ces contrats viennent à échéance entre 2018 et 2028. 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 2016.

Les coûts liés à l'achat d'électricité et au transport engagés par TEP et UNS Electric sont recouvrables auprès de la clientèle, au moyen de leurs mécanismes de CAAEC.

### Contrats d'achat d'énergie renouvelable et primes fondées sur le rendement en vertu de la NER

TEP et UNS Electric ont conclu des contrats d'achat d'énergie (CAE) renouvelable d'une durée de 20 ans, selon lesquels TEP et UNS Electric sont tenues d'acheter la totalité de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable

## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

qui ont commencé leur exploitation commerciale. TEP est partie à d'autres CAE renouvelable 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. 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 3.

TEP et UNS Electric ont 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 3.

### **Contrats de location-exploitation**

La charge totale liée à nos contrats de location-exploitation est engagée à l'égard de contrats visant les voitures sur rail, les bureaux, les servitudes et les droits de passage, assortis de modalités et dates d'échéance diverses. La charge totale liée aux contrats de location-exploitation d'UNS Energy a totalisé 3 M\$ annuellement pour 2013, 2012 et 2011, et celle de TEP a totalisé 2 M\$ annuellement pour 2013, 2012 et 2011.

## **ÉVENTUALITÉS POUR TEP**

### **Achat possible d'une centrale alimentée au gaz**

En 2013, TEP et UNS Electric ont conclu une entente visant l'achat d'une centrale alimentée au gaz. Voir la note 8.

### **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, entre 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 dans 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

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

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 participants ont demandé une suspension de l'instance jusqu'au 17 mars 2014 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 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 adressé au fournisseur de charbon de Four Corners un avis de cotisation pour la taxe de séparation liée au charbon, les pénalités et les intérêts totalisant 30 M\$. 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 dans 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 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 Navajo, San Juan et Four Corners. La quote-part de TEP des coûts de remise en état devrait s'élever à 44 M\$ à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2017 et 2031. Le passif au titre de la remise en état (valeur actuelle des obligations futures) comptabilisé s'élevait à 18 M\$ au 31 décembre 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.

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, et en recouvrant l'actif réglementaire au moyen de la CAAEC lorsque les coûts de remise en état sont payés aux fournisseurs de charbon.

### **Projet de transport abandonné**

TEP et UNS Electric avaient entrepris un projet visant la construction conjointe d'un réseau de transport de 60 milles reliant Tucson, en Arizona, à Nogales, en Arizona, 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 ne mèneront pas à bien 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 visant 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 3. En 2012, TEP a radié une tranche de 5 M\$ des coûts capitalisés dont le recouvrement était jugé improbable et a comptabilisé un actif réglementaire de 5 M\$ à l'égard du solde dont le recouvrement était jugé probable.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### Garanties au titre du rendement

Les participants de chacune des centrales éloignées dans lesquelles TEP détient des participations, y compris TEP, ont garanti certaines obligations de rendement des autres participants. Plus précisément, en cas de défaut de paiement d'un participant, les participants non défaillants ont convenu d'assumer une quote-part des charges qui seraient autrement payées par le participant défaillant. En échange, les participants non défaillants ont le droit de recevoir leur quote-part de la capacité de production des participants défaillants. Les ententes de participation conjointe de TEP viennent à échéance de 2016 à 2046.

### ÉVENTUALITÉS D'UNS ELECTRIC

#### Achat possible d'une centrale alimentée au gaz

En 2013, TEP et UNS Electric ont conclu une entente visant l'achat d'une centrale alimentée au gaz. Voir la note 8.

### QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

#### Réglementation environnementale

L'Agence de protection de l'environnement (EPA) des États-Unis limite la quantité de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), d'oxyde d'azote (NOx), 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 5 M\$ en 2013, de 2 M\$ en 2012 et de 8 M\$ en 2011 afin de respecter les exigences environnementales. TEP s'attend à capitaliser au bilan des coûts de conformité environnementale de 12 M\$ en 2014 et de 36 M\$ en 2015. En outre, elle a comptabilisé des charges d'exploitation et d'entretien de 8 M\$ en 2013, de 15 M\$ en 2012 et de 12 M\$ en 2011 relativement à la conformité environnementale. TEP s'attend à ce que ces charges s'élèvent à 5 M\$ par année en 2014 et en 2015.

TEP pourrait engager des coûts additionnels afin de se conformer aux modifications futures des lois fédérales 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

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. D'après la règle finale Mercury and Air Toxics (MATs) de l'EPA, d'autre matériel de contrôle des émissions sera nécessaire d'ici 2015. Voici les coûts estimés :

<u>Coûts de contrôle des émissions estimés</u>	<u>Navajo</u>	<u>Four Corners</u>	<u>Springerville</u>
	(en millions de dollars)		
Dépenses en immobilisations – contrôle des émissions de mercure	1 \$	1 \$	5 \$
Charges d'exploitation et d'entretien annuelles	1	1	3

TEP croit que les contrôles actuels des émissions de Sundt et de San Juan satisferont aux normes définitives de l'EPA.

#### Règlements régionaux contre la brume sèche

Les règlements régionaux contre la brume sèche de l'EPA exigent des contrôles des émissions, soit la meilleure technologie disponible, pour certaines installations industrielles émettant des polluants atmosphériques qui réduisent la visibilité dans les parcs nationaux et les aires de nature sauvage. Les règlements demandent que chaque État établisse des objectifs et des stratégies en matière de réduction des émissions afin d'améliorer la visibilité. Les États doivent soumettre ces objectifs et stratégies à l'EPA pour approbation. Puisque Navajo et Four Corners sont situées sur la réserve indienne des Navajo, elles ne sont pas soumises à la surveillance de l'État; l'EPA surveille la planification des mesures en cas de brume sèche de ces centrales.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Dans l'ouest des États-Unis, les meilleures technologies disponibles en matière de brume sèche sont axées sur le contrôle du NOx, et entraînent souvent l'obligation d'installer de systèmes de réduction catalytique sélective. 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.

Voici l'estimation de TEP des coûts possibles liés à la conformité à ces exigences :

<b>Coûts liés au contrôle des émissions possibles estimés :</b>	<b>Navajo<sup>1</sup></b>	<b>San Juan<sup>2</sup></b>	<b>Four Corners<sup>3</sup></b>	<b>Sundt<sup>4</sup></b>
	(en millions de dollars)			
Capital – systèmes de réduction catalytique sélective	42 \$	180-200 \$	35 \$	— \$
Capital – systèmes de réduction non catalytique sélective	—	35	—	12
Charges d'exploitation et d'entretien annuelles – systèmes de réduction catalytique sélective	1	6	2	—
Charges d'exploitation et d'entretien annuelles – systèmes de réduction non catalytique sélective	—	1	—	5-6

- <sup>1)</sup> L'EPA envisage des mesures supérieures aux mesures relatives à la meilleure technologie disponible selon lesquelles : une unité de Navajo sera arrêtée d'ici 2020; un système de réduction catalytique sélective (ou l'équivalent) sera installé sur les deux unités restantes d'ici 2030; et la production traditionnelle au charbon cessera d'ici décembre 2044. TEP s'attend à ce que l'EPA prenne une décision en 2014. 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. Le coût en capital additionnel des installations de dépoussiérage se rapproche de 43 M\$, assorti de charges d'exploitation et d'entretien connexes devant s'élever à moins de 1 M\$ par année.
- <sup>2)</sup> Le plan fédéral de mise en œuvre exige l'installation d'un système de réduction catalytique sélective; dans le cadre d'une proposition de plan de remplacement, PNM, l'État du Nouveau-Mexique et l'EPA ont signé une entente non exécutoire dans laquelle PNM a convenu de la fermeture des unités 2 et 3 d'ici le 31 décembre 2017 et de l'installation de systèmes de réduction non catalytique sélective sur les unités 1 et 4 d'ici janvier 2016 ou plus tard. L'État du Nouveau-Mexique a soumis ce plan à l'approbation de l'EPA. TEP s'attend à ce que l'EPA prenne une décision en 2014. TEP détient une participation de 50 % dans l'unité 2 de San Juan. Au 31 décembre 2013, la valeur comptable nette de la participation de TEP dans l'unité 2 de San Juan s'établissait à 113 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.
- <sup>3)</sup> Le 30 décembre 2013, APS, au nom des copropriétaires de Four Corners, a avisé l'EPA qu'elle avait opté pour la stratégie de conformité à la meilleure technologie disponible de remplacement; APS a fermé les unités 1, 2 et 3 en décembre 2013 et a convenu d'installer un système de réduction catalytique sélective sur les unités 4 et 5 d'ici le 31 juillet 2018. TEP détient une participation de 7 % dans les unités 4 et 5 de Four Corners.
- <sup>4)</sup> En janvier 2014, l'EPA a publié une proposition qui exigerait que TEP i) installe un système de réduction non catalytique sélective d'ici le milieu de 2017 ou ii) élimine le recours au charbon d'ici la fin de 2017 en tant que mesures supérieures aux mesures relatives à la meilleure technologie disponible. En vertu de la proposition, TEP serait tenue d'aviser l'EPA de sa décision d'ici le 31 juillet 2015. L'EPA devrait établir quelle est la meilleure technologie disponible d'ici juillet 2014. Au 31 décembre 2013, la valeur comptable nette des installations de manutention de charbon de Sundt s'élevait à 27 M\$. Si les installations de manutention de charbon sont mises 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 des installations de manutention de charbon.

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 étant donné que la centrale a été construite après les dates d'application de la meilleure technologie disponible.



## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### **NOTE 8. ACHAT POSSIBLE D'UNE CENTRALE ALIMENTÉE AU GAZ**

Le 23 décembre 2013, TEP et UNS Electric ont conclu, avec une filiale d'Entegra, un contrat d'achat visant l'unité 3 de la rivière Gila pour 219 M\$, sous réserve de certains ajustements de clôture. L'unité 3 de la rivière Gila, unité à cycle combiné alimentée au gaz d'une capacité nominale de 550 MW, est située à Gila Bend, en Arizona. TEP prévoit acheter une participation indivise de 75 % dans l'unité 3 de la rivière Gila (413 MW) pour environ 164 M\$ et UNS Electric prévoit acheter la participation indivise restante de 25 % (137 MW) pour environ 55 M\$. TEP et UNS Electric prévoient clôturer l'opération en décembre 2014, sous réserve de l'approbation de la FERC et d'autres conditions de clôture. En décembre 2013, UNS Electric a déposé une demande d'ordonnance comptable auprès de l'ACC visant l'autorisation, pour UNS Electric, de reporter le recouvrement futur des coûts d'exploitation spécifiques non liés au combustible associés à l'unité 3 de la rivière Gila.

En mars 2014, TEP s'attend à fournir une lettre de crédit de 15 M\$ afin de satisfaire à l'une des conditions du contrat d'achat. Le vendeur de l'unité 3 de la rivière Gila pourrait exercer ses droits aux termes de la lettre de crédit et utiliser le montant à titre de dommages-intérêts s'il avait valablement résilié le contrat d'achat par suite de fausses déclarations par TEP et UNS Electric ou si TEP et UNS Electric ne concluaient par l'opération une fois les conditions de clôture remplies. À la clôture de l'opération, la lettre de crédit sera annulée.

### **NOTE 9. 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		
	Exercices clos les 31 décembre					
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
	(en millions de dollars)					
<b>Charge d'impôts fédéraux au taux prévu par la loi</b>	65 \$	51 \$	62 \$	52 \$	37 \$	48 \$
Charge d'impôts d'États, déduction faite de la déduction d'impôts fédéraux	8	7	8	7	5	6
Crédits d'impôts fédéraux et d'États	(2)	(1)	(3)	(2)	(1)	(2)
Composante des capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction	(2)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Provision pour moins-value à l'égard des actifs d'impôts reportés	—	—	—	2	—	—
Ajustement sur la base des crédits d'impôts à l'investissement – création d'un actif réglementaire	(11)	—	—	(11)	—	—
Autres	—	—	1	1	(1)	1
<b>Total des charges d'impôts fédéraux et d'États</b>	<b>58 \$</b>	<b>56 \$</b>	<b>67 \$</b>	<b>48 \$</b>	<b>39 \$</b>	<b>52 \$</b>

#### **Ajustement sur la base des crédits d'impôts à l'investissement – création d'un actif réglementaire**

Les actifs d'énergie renouvelable sont admissibles à des 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 d'un actif et la valeur comptable de cet actif selon les PCGR était comptabilisé comme un passif d'impôts reportés avec une charge compensatoire incluse dans 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 visant TEP. L'actif réglementaire sera passé en charges au rythme de l'amortissement des actifs admissibles.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

La charge d'impôts sur les bénéfices présentée aux états des résultats se composait des éléments suivants :

	UNS Energy			TEP		
	Exercices clos les 31 décembre					
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
	(en millions de dollars)					
Charge (économie) d'impôts exigibles						
Impôts fédéraux	(11) \$	(2) \$	(7) \$	(8) \$	(4) \$	(5) \$
Impôts d'États	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
Total de la charge (économie) d'impôts exigibles	(13)	(4)	(9)	(10)	(6)	(7)
Charge (économie) d'impôts reportés						
Impôts fédéraux	61	51	64	47	38	50
Crédits d'impôts fédéraux à l'investissement	(1)	—	(1)	(1)	—	(1)
Impôts d'États	11	9	13	12	7	10
Total de la charge (économie) d'impôts reportés	71	60	76	58	45	59
<b>Total des charges d'impôts fédéraux et d'États</b>	<b>58 \$</b>	<b>56 \$</b>	<b>67 \$</b>	<b>48 \$</b>	<b>39 \$</b>	<b>52 \$</b>

Le tableau suivant présente les composantes importantes des actifs et des passifs d'impôts reportés.

	UNS Energy		TEP	
	31 décembre			
	2013	2012	2013	2012
	(en millions de dollars)			
<b>Actifs d'impôts reportés bruts</b>				
Obligations liées à des contrats de location-acquisition	127 \$	141 \$	127 \$	141 \$
Reports en avant de pertes d'exploitation nettes	94	72	104	85
Avances et contributions de la clientèle sous forme d'aide à la construction	33	34	19	19
Crédit au titre de l'impôt minimum de remplacement	43	43	24	24
Prestations constituées postérieures au départ à la retraite	23	23	23	23
Paiements forfaitaires incitatifs versés dans le cadre d'un programme de crédits d'énergie renouvelable	—	26	—	20
Stocks de droits d'émission	10	10	10	10
Pertes liées à un placement non réglementé	7	9	—	—
Autres	50	44	44	43
<b>Total des actifs d'impôts reportés bruts</b>	<b>387</b>	<b>402</b>	<b>351</b>	<b>365</b>
<b>Provision pour moins-value à l'égard des actifs d'impôts reportés</b>	<b>(7)</b>	<b>(7)</b>	<b>(2)</b>	<b>—</b>
<b>Passifs d'impôts reportés bruts</b>				
Centrales – montant net	(708)	(648)	(615)	(571)
Immobilisations visées par des contrats de location-acquisition – montant net	(47)	(34)	(47)	(34)
Régimes de retraite	(21)	(23)	(22)	(24)
CAAEC	(5)	(6)	(2)	(3)
Autres	(21)	(15)	(20)	(15)
<b>Total des passifs d'impôts reportés bruts</b>	<b>(802)</b>	<b>(726)</b>	<b>(706)</b>	<b>(647)</b>
<b>Passifs d'impôts reportés nets</b>	<b>(422) \$</b>	<b>(331) \$</b>	<b>(357) \$</b>	<b>(282) \$</b>

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le passif d'impôts reportés net au bilan s'établit comme suit :

	UNS Energy		TEP	
	31 décembre		31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
	(en millions de dollars)			
Impôts reportés — actifs à court terme	67 \$	34 \$	71 \$	37 \$
Impôts reportés — passifs à long terme	(489)	(365)	(428)	(319)
<b>Passif d'impôts reportés net</b>	<b>(422) \$</b>	<b>(331) \$</b>	<b>(357) \$</b>	<b>(282) \$</b>

L'actif d'impôts reportés lié aux pertes du placement non réglementé comprend 7 M\$ au titre de pertes en capital aux 31 décembre 2013 et 2012. 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 2013 et 2012. 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. TEP a constaté une provision pour moins-value de 2 M\$ en réduction de l'actif d'impôts reportés au titre des crédits d'impôts d'États au 31 décembre 2013. La direction est d'avis que TEP ne dégagera pas un bénéfice imposable suffisant pour utiliser l'ensemble des crédits d'impôts d'État avant leur échéance.

### Position fiscale

Au 31 décembre 2013, UNS Energy et TEP avaient constaté les montants reportés en avant suivants :

	UNS Energy		TEP	
	Montant	Échéance	Montant	Échéance
	(en millions de dollars)		(en millions de dollars)	
Pertes en capital	7 \$	2015	— \$	s. o.
Pertes d'exploitation nettes fédérales	266	2031-33	286	2031-33
Pertes d'exploitation nettes d'États	30	2032-33	99	2016-33
Crédits d'États	5	2016-18	6	2016-18
Crédit au titre de l'impôt minimum de remplacement	43	Aucun	24	Aucun
Crédits d'impôts à l'investissement	6	2032-33	6	2032-33

Si la fusion en cours est approuvée, il y aura une limite annuelle à l'égard du montant des reports pouvant être utilisé.

### 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 2013, les économies d'impôts excédentaires d'UNS Energy se chiffraient à 4 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 266 M\$ seront utilisés.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### Positions fiscales incertaines

Le tableau suivant présente un rapprochement des soldes au début et à la fin de la période des économies d'impôts non comptabilisées :

	UNS Energy		TEP	
	Aux 31 décembre		Aux 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
	(en millions de dollars)			
<b>Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice</b>	30 \$	29 \$	23 \$	24 \$
Ajouts en vertu des positions fiscales de l'exercice considéré	2	5	1	3
Réductions en vertu des positions fiscales de l'exercice précédent aux termes des règlements avec les autorités fiscales	(28)	(4)	(22)	(4)
<b>Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice</b>	<b>4 \$</b>	<b>30 \$</b>	<b>2 \$</b>	<b>23 \$</b>

Certaines économies d'impôts non comptabilisées, si elles étaient comptabilisées, ne réduiraient pas la charge d'impôts au 31 décembre 2013. Certaines économies d'impôts non comptabilisées, si elles étaient comptabilisées, réduiraient la charge d'impôts d'UNS Energy et de TEP de 1 M\$ au 31 décembre 2012.

UNS Energy et TEP ont comptabilisé une réduction des intérêts débiteurs de 1 M\$ en 2013, et aucune en 2012. Le solde des intérêts à payer d'UNS Energy et de TEP était de néant au 31 décembre 2013 et de 1 M\$ au 31 décembre 2012. Aucune pénalité n'est comptabilisée pour les exercices présentés.

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 a réduit les siennes de 22 M\$. Les modifications apportées aux économies d'impôts ont eu une incidence principalement sur les bilans.

UNS Energy et TEP ont fait l'objet d'un contrôle par l'IRS jusqu'à l'année d'imposition 2010, et l'IRS a signifié son intention d'effectuer un contrôle fiscal de leur déclaration de l'année d'imposition 2011. Actuellement, UNS Energy et TEP ne font l'objet d'aucun contrôle par une agence du revenu d'État. 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.

### Règlements sur les 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<sup>er</sup> 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. L'adoption du règlement a entraîné pour UNS Energy et TEP une augmentation de 4 M\$ des passifs d'impôts reportés liés aux centrales et des actifs d'impôts reportés liés à la perte d'exploitation nette au 31 décembre 2013.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### NOTE 10. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

#### RÉGIMES 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 moyenne des employés. Nous finançons les régimes de retraite en cotisant au moins le montant minimal exigé par les règlements de l'Internal Revenue Service (IRS).

Nous maintenons également un régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (RRSD) pour les membres de la haute direction.

#### 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 Electric et UNS Gas offrent à leurs employés retraités existants des prestations de soins de santé. Les employés actifs d'UNS Electric et d'UNS Gas ne sont pas admissibles aux prestations de soins de santé des retraités.

TEP a mis en place une fiducie VEBA (Voluntary Employee Beneficiary Association) 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 et en 2013 et de 2 M\$ en 2011. Les avantages complémentaires de retraite des employés non classifiés sont autofinancés.

Le régime d'avantages complémentaires de retraite de TEP a été modifié en 2012 afin d'augmenter les cotisations des employés classifiés qui prendront leur retraite après le 1<sup>er</sup> février 2014. L'incidence sur l'obligation au titre des prestations s'est élevée à moins de 1 M\$.

#### RECOUVREMENT RÉGLEMENTAIRE

Nous comptabilisons les variations des obligations au titre des régimes de retraite autres que le RRSD et du régime d'avantages complémentaires de retraite, qui ne sont pas encore reflétées dans le coût net périodique des prestations, comme un actif réglementaire, puisque ces montants feront probablement l'objet d'un recouvrement futur dans les tarifs facturés aux clients de détail. Les variations de l'obligation au titre du RRSD, qui ne sont pas encore reflétées dans le coût net périodique des prestations, sont comptabilisées dans les Autres éléments du résultat étendu puisqu'à l'heure actuelle, ces montants ne sont pas recouvrables dans les tarifs facturés aux clients.

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	
	2013	2012	2013	2012
	Exercices clos les 31 décembre			
	(en millions de dollars)			
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite compris dans les autres actifs réglementaires	75 \$	129 \$	4 \$	10 \$
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	(28)	(90)	(63)	(69)
Perte au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu (relatif au RRSD)	2	4	—	—
<b>Montant net comptabilisé</b>	<b>48 \$</b>	<b>42 \$</b>	<b>(61) \$</b>	<b>(61) \$</b>

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau précédent comprend les passifs au titre des prestations de retraite constituées d'UNS Electric et d'UNS Gas d'environ 5 M\$ au 31 décembre 2013 et de 9 M\$ au 31 décembre 2012. Le tableau comprend aussi un passif au titre des avantages complémentaires de retraite de 1 M\$ d'UNS Electric et d'UNS Gas 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 2013 et 2012. Le tableau suivant comprend les régimes de TEP, d'UNS Electric et d'UNS Gas. Tous les régimes ont des obligations au titre des prestations projetées qui excèdent la juste valeur des actifs des régimes pour chaque période présentée. La situation de capitalisation de nos régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite se présente comme suit :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	Exercices clos les 31 décembre			
	2013	2012	2013	2012
	(en millions de dollars)			
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations projetées</b>				
<b>Obligation au titre des prestations au début de l'exercice</b>	380 \$	319 \$	78 \$	73 \$
(Gain actuariel) perte actuarielle	(38)	51	(5)	3
Intérêts débiteurs	15	15	3	3
Coût des services rendus au cours de l'exercice	13	10	3	3
Prestations versées	(18)	(15)	(4)	(4)
<b>Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice</b>	<b>352</b>	<b>380</b>	<b>75</b>	<b>78</b>
<b>Variation des actifs de régimes de retraite</b>				
<b>Juste valeur des actifs des régimes de retraite au début de l'exercice</b>	289	245	7	5
Rendement réel des actifs des régimes	29	36	1	1
Prestations versées	(18)	(15)	(4)	(4)
Cotisations de l'employeur <sup>1</sup>	23	23	6	5
<b>Juste valeur des actifs de régimes de retraite à la fin de l'exercice</b>	<b>323</b>	<b>289</b>	<b>10</b>	<b>7</b>
<b>Situation de capitalisation à la fin de l'exercice</b>	<b>(29) \$</b>	<b>(91) \$</b>	<b>(65) \$</b>	<b>(71) \$</b>

<sup>1)</sup> TEP a versé des cotisations de retraite de 22 M\$ et des cotisations au titre des avantages complémentaires de retraite de 6 M\$ en 2013 et de respectivement 20 M\$ et 5 M\$ en 2012. En 2014, UNS Energy prévoit verser des cotisations de 10 M\$ aux régimes de retraite, y compris des cotisations de 9 M\$ par TEP.

Le tableau précédent comprend ce qui suit à l'égard d'UNS Electric et d'UNS Gas :

- des obligations au titre des prestations de retraite de 21 M\$ au 31 décembre 2013 et de 23 M\$ au 31 décembre 2012;
- des actifs de régimes de retraite de 16 M\$ au 31 décembre 2013 et de 14 M\$ au 31 décembre 2012;
- une obligation au titre des avantages de retraite de 1 M\$ aux 31 décembre 2013 et 2012.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

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	
	Exercices clos les 31 décembre			
	2013	2012	2013	2012
	(en millions de dollars)			
Pertes nettes	77 \$	133 \$	7 \$	13 \$
Coût (recouvrement du coût) des services passés	—	1	(3)	(3)

L'obligation au titre des prestations constituées de tous les régimes de retraite s'élevait à 314 M\$ au 31 décembre 2013 et à 334 M\$ au 31 décembre 2012.

**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	
	2013	2012
	(en millions de dollars)	
Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	30	334
Juste valeur des actifs de régimes de retraite à la fin de l'exercice	16	289

Au 31 décembre 2012, les obligations au titre des prestations constituées des quatre régimes de retraite à prestations déterminées d'UNS Energy étaient supérieures aux actifs des régimes de retraite. En raison des cotisations de 2013, des rendements des actifs des régimes et de l'incidence favorable de l'augmentation du taux d'actualisation sur les obligations au titre des prestations constituées, seul le RRSD, qui n'est pas capitalisé, et le régime d'UES avaient des obligations au titre des prestations constituées supérieures aux actifs des régimes au 31 décembre 2013.

Le coût net périodique au titre des prestations de retraite d'UNS Energy, qui comprend principalement le coût de TEP, se compose des éléments suivants :

	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	Exercices clos les 31 décembre					
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
	(en millions de dollars)					
Coût des services rendus au cours de l'exercice	13 \$	10 \$	10 \$	4 \$	3 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	15	16	15	3	3	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(20)	(17)	(16)	(1)	—	—
Amortissement du coût des services passés	—	—	—	(1)	—	(1)
Amortissement des pertes actuarielles	9	7	6	1	—	—
<b>Coût net périodique des prestations</b>	<b>17 \$</b>	<b>16 \$</b>	<b>15 \$</b>	<b>6 \$</b>	<b>6 \$</b>	<b>6 \$</b>

Environ 21 % du coût net périodique des prestations de retraite a été capitalisé dans les coûts de construction et le solde a été passé en charges.

## 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					
	2013		2012		2011	
	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	(46) \$	(1) \$	30 \$	1 \$	25 \$	(2) \$
Amortissement du gain actuariel (de la perte actuarielle)	(8)	—	(7)	—	(5)	—
<b>Total (du gain comptabilisé) de la perte comptabilisée</b>	<b>(54) \$</b>	<b>(1) \$</b>	<b>23 \$</b>	<b>1 \$</b>	<b>20 \$</b>	<b>(2) \$</b>

	Avantages complémentaires de retraite		
	2013	2012	2011
	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	(6)	2	—
Amortissement (du gain actuariel) de la perte actuarielle	(1)	—	—
Amortissement du recouvrement (du coût) des services passés	1	—	1
<b>Total (du gain comptabilisé) de la perte comptabilisée</b>	<b>(6) \$</b>	<b>2 \$</b>	<b>(1) \$</b>

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 4 M\$ et moins de 1 M\$ de coûts des services passés en les sortant des actifs réglementaires et moins de 1 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 2014. Le recouvrement du coût des services passés estimatif au titre des avantages complémentaires de retraite qui sera amorti en le sortant des autres actifs réglementaires pour être inclus dans le coût net périodique des prestations en 2014 est inférieure à 1 M\$.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2013	2012	2013	2012
<b>Hypothèses moyennes pondérées utilisées pour déterminer les obligations au titre des prestations aux 31 décembre</b>				
Taux d'actualisation	5,0 % - 5,2 %	4,1 % - 4,3 %	4,7 %	3,8 %
Taux de croissance de la rémunération	3,0 %	3,0 %	s. o.	s. o.



**NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

	Prestations de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
<b>Hypothèses moyennes pondérées utilisées pour déterminer le coût net périodique au titre des prestations pour les exercices clos les 31 décembre</b>						
Taux d'actualisation	4,1 % - 4,3 %	4,9 % - 5,0 %	5,5 % - 5,6 %	3,8 %	4,7 %	5,2 %
Taux de croissance de la rémunération	3,0 %	3,0 %	3,0 % - 5,0 %	s. o.	s. o.	s. o.
Rendement prévu des actifs des régimes	7,0 %	7,0 %	7,0 %	7,0 %	7,0 %	5,1 %

Le coût net périodique au titre des prestations repose 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<sup>e</sup> au 75<sup>e</sup> 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.

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. Les tendances en matière de taux de croissance présumé du coût des soins de santé se présentent comme suit :

	Au 31 décembre	
	2013	2012
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	6,7 %	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 2013 :

	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)

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### 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 :

	Actif du régime de retraite de TEP		Actif des régimes de retraite d'UNS Electric et d'UNS Gas :	
	2013	2012	2013	2012
<b>Catégorie d'actif</b>				
Titres de participation :	50 %	50 %	50 %	56 %
Titres à revenu fixe	40	41 %	40	33
Titres immobiliers	7	7 %	10	11
Autres	3	2 %	—	—
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

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 2013				
Cours sur les marchés actifs (niveau 1)	Autres données observables importantes (niveau 2)	Données non observables importantes (niveau 3)	Total	
(en millions de dollars)				
Équivalents de trésorerie	1 \$	— \$	— \$	1 \$
Titres de participation :				
États-Unis – grande capitalisation	—	80	—	80
États-Unis – faible capitalisation	—	17	—	17
Pays autres que les États-Unis	—	65	—	65
Revenu fixe	—	130	—	130
Titres immobiliers	—	9	14	23
Titres de participation privés	—	—	7	7
<b>Total</b>	<b>1 \$</b>	<b>301 \$</b>	<b>21 \$</b>	<b>323 \$</b>

Évaluations de la juste valeur des actifs des régimes de retraite au 31 décembre 2012				
Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	
(en millions de dollars)				
Équivalents de trésorerie	1 \$	— \$	— \$	1 \$
Titres de participation :				
États-Unis – grande capitalisation	—	71	—	71
États-Unis – faible capitalisation	—	15	—	15
Pays autres que les États-Unis	—	59	—	59
Revenu fixe	—	116	—	116
Titres immobiliers	—	8	13	21
Titres de participation privés	—	—	6	6
<b>Total</b>	<b>1 \$</b>	<b>269 \$</b>	<b>19 \$</b>	<b>289 \$</b>

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

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 85 % des actifs immobiliers compris dans l'indice en 2013 et de 87 % de ceux compris dans l'indice en 2012.

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 d'UES Electric et d'UNS Gas de 16 M\$ au 31 décembre 2013 et de 14 M\$ au 31 décembre 2012.

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 2013		
	Titres de participation privés	Titres immobiliers	Total
	(en millions de dollars)		
<b>Solde d'ouverture, au 1<sup>er</sup> janvier 2013</b>	6 \$	13 \$	19 \$
Rendement réel des actifs des régimes :			
Actifs détenus à la date de clôture	1	1	2
Achats, ventes et règlements	—	—	—
<b>Solde de fermeture, au 31 décembre 2013</b>	<b>7 \$</b>	<b>14 \$</b>	<b>21 \$</b>
	Exercice clos le 31 décembre 2012		
	Titres de participation privés	Titres immobiliers	Total
	(en millions de dollars)		
<b>Solde d'ouverture, au 1<sup>er</sup> janvier 2012</b>	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
<b>Solde de fermeture, au 31 décembre 2012</b>	<b>6 \$</b>	<b>13 \$</b>	<b>19 \$</b>

Les sociétés UNS Electric et UNS Gas 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 évaluons 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 sont 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 de retraite. Nous prévoyons utiliser des politiques de répartition des actifs qui privilégient les titres de participation et

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

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

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.

### Pourcentages de répartition cibles

Les pourcentages de répartition cibles actuels pour les principales catégories d'actifs des régimes de retraite au 31 décembre 2013 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.

	<b>Régime de TEP</b>	<b>Régimes d'UNS Electric et d'UNS Gas</b>	<b>Fiducie VEBA</b>
Revenu fixe	41 %	42 %	38 %
États-Unis – grande capitalisation	24 %	24 %	39 %
Pays développés, autres que les États-Unis	15 %	14 %	7 %
Titres immobiliers	8 %	10 %	— %
États-Unis – faible capitalisation	5 %	5 %	5 %
Pays émergents, autres que les États-Unis	5 %	5 %	9 %
Titres de participation privés	2 %	— %	— %
Trésorerie / bons du Trésor	— %	— %	2 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

### 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.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### Actifs des régimes d'avantages complémentaires de retraite

Au 31 décembre 2013, la juste valeur des actifs de la fiducie de VEBA s'établissait à 10 M\$, dont 4 M\$ de placements à revenu fixe et 6 M\$ d'actions. 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. 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>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019-2023</u>
			(en millions de dollars)			
Prestations de retraite	15 \$	16 \$	17 \$	18 \$	20 \$	114 \$
Avantages complémentaires de retraite	5	5	5	5	5	29

L'un des régimes de retraite à prestations déterminées non contributifs 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 aux versements de prestations futurs estimés a été d'environ 5 M\$ au total et l'incidence sur l'obligation au titre des prestations de retraite a été de moins de 1 M\$.

UNS Electric et UNS Gas estiment que les versements de prestations annuels dans le cadre des régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite seront d'environ 7 M\$ de 2014 à 2018 et de 9 M\$ de 2019 à 2023.

### **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 fonds d'actions d'UNS Energy. Nous jumelons une partie des cotisations du participant au régime. TEP a versé au régime des cotisations jumelées annuelles de 5 M\$ en 2013, 2012 et 2011. UNS Electric et UNS Gas ont versé des cotisations jumelées annuelles de moins de 1 M\$ en 2013, 2012, et 2011.

### **NOTE 11. 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 d'attribution et arrivent à échéance au dixième anniversaire de la date d'attribution. Nous comptabilisons la charge de rémunération 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, nous comptabilisons immédiatement la charge de rémunération. Aucune option sur actions n'a été attribuée par le comité de rémunération en 2013, 2012 et 2011.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau suivant présente un sommaire de l'activité portant sur les options sur actions :

	2013		2012		2011	
	Actions (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré	Actions (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré	Actions (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré
<b>Options sur actions</b>						
En cours, au début de l'exercice	409	29,09 \$	581	29,11 \$	921	27,96 \$
Exercées	(127)	30,12	(132)	26,54	(319)	25,60
Annulées/échues	—	—	(40)	37,88	(21)	31,92
En cours, à la fin de l'exercice	282	28,63	409	29,09	581	29,11
Exerçables, à la fin de l'exercice	282	28,63 \$	409	29,09 \$	508	29,53 \$
Valeur intrinsèque totale des options exercées (en milliers de dollars)		2 897 \$		1 878 \$		3 690 \$

Le tableau suivant présente un sommaire des options sur actions :

	<u>Au 31 décembre 2013</u>
Valeur intrinsèque totale des options en cours (en milliers de dollars)	8 795 \$
Valeur intrinsèque totale des options exerçables (en milliers de dollars)	8 795 \$
Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des options en cours	4,1 ans
Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des options exerçables	4,1 ans

	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
<b>Fourchette des prix d'exercice</b>					
26,11 \$ - 37,88 \$	282	4,1 ans	28,63 \$	282	28,63 \$

## UNITÉS D' ACTIONS TEMPORAIREMENT INCESSIBLES ET ACTIONS FONDÉES SUR LE RENDEMENT

### Unités d'actions temporairement incessibles

En 2013, 2012 et 2011, le comité de rémunération a attribué des unités d'actions temporairement incessibles à des administrateurs externes. Nous comptabilisons la charge de rémunération correspondant à la juste valeur à la date d'attribution 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 liées aux droits acquis rattachés aux unités d'actions au mois de janvier suivant l'année de départ de l'administrateur.

En 2013, le comité de rémunération a attribué des actions temporairement incessibles à certains membres de la direction. Les droits rattachés aux unités d'actions temporairement incessibles s'acquièrent trois ans après la date d'attribution, période au terme de laquelle ils sont versés en actions ordinaires. Nous comptabilisons la charge de rémunération correspondant à la juste valeur à la date d'attribution sur la période d'acquisition des droits. La juste valeur à la date d'attribution est fondée sur le cours de clôture de l'action ordinaire à la date d'attribution. 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.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau suivant présente un sommaire des unités d'actions temporairement inaccessibles attribuées :

Année d'attribution des droits	Administrateurs externes		Membres de la direction	
	Unités d'actions temporairement inaccessibles	Juste valeur à la date d'attribution	Unités d'actions temporairement inaccessibles	Juste valeur à la date d'attribution
2013	8 870	48,99 \$	21 560	46,23 \$
2012	15 303	35,94	—	—
2011	14 655	37,53	—	—

### Actions fondées sur le rendement

En 2013, 2012 et 2011, le comité de rémunération a attribué des actions fondées sur le rendement à certains membres de la direction. La moitié des attributions d'actions fondées sur le rendement est réglée sous forme d'actions ordinaires en fonction d'une comparaison entre le rendement total composé annualisé pour les actionnaires d'UNS Energy et celui des sociétés faisant partie de l'indice de l'Edison Electric Institute au cours de la période de rendement de trois ans. La juste valeur de ces actions à la date d'attribution est fondée sur une simulation Monte-Carlo. Nous comptabilisons une charge de rémunération égale à la juste valeur à la date d'attribution 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 est réglée sous forme d'actions ordinaires en fonction du bénéfice net cumulé au cours de la période de rendement de trois ans. La juste valeur de ces actions aux dates d'attribution est fondée sur les cours de clôture de l'action ordinaire aux dates d'attribution. Nous comptabilisons une charge de rémunération égale à la juste valeur à la date d'attribution au cours de la période de service requise seulement pour les attributions dont les droits sont finalement acquis.

Les droits rattachés aux actions fondées sur le rendement s'acquiescent en fonction de l'atteinte de ces objectifs avant la fin de la période de rendement de trois ans. Toute attribution dont les droits n'auront pas été acquis sera annulée. 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.

Le tableau suivant présente un sommaire de l'activité portant sur les actions fondées sur le rendement :

Année d'attribution des droits	Actions fondées sur le rendement	Juste valeur à la date d'attribution	
		Attributions fondées sur le rendement total pour les actionnaires	Attributions fondées sur le bénéfice net cumulé
2013	43 120	45,54 \$	46,23 \$
2012	80 140	32,71	36,40
2011	80 440	33,73	36,58

Au 31 décembre 2013, au terme de la période de rendement de trois ans, les droits à 68,158 actions étaient acquis en vertu des objectifs atteints de 150 % de la cible pour les attributions fondées sur le rendement total pour les actionnaires et de 57,8 % de la cible pour les attributions fondées sur le bénéfice net cumulé; les droits à 28 682 actions n'ont pas été acquis et ont été annulés. Les actions fondées sur le rendement dont les droits étaient acquis ont également cumulé des équivalents de dividendes totalisant 8 521 actions.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

Le tableau suivant présente un sommaire de l'activité entourant les unités d'actions temporairement inaccessibles et les actions fondées sur le rendement au cours de l'exercice considéré :

	Unités d'actions temporairement inaccessibles		Actions fondées sur le rendement	
	Actions (en milliers)	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution	Actions (en milliers)	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
Droits non acquis au début de l'exercice	15	35,94 \$	145	34,83 \$
Attribués	31	47,04	52	44,94
Acquis	(16)	36,27	(52)	35,35
Annulés	(2)	46,23	(32)	37,57
Droits non acquis à la fin de l'exercice	28	47,12	113	38,45

La juste valeur totale des unités d'actions temporairement inaccessibles et des actions fondées sur le rendement dont les droits sont acquis se présente comme suit :

	Unités d'actions temporairement inaccessibles			Actions fondées sur le rendement		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Juste valeur totale des actions dont les droits sont acquis	574 \$	550 \$	495 \$	2 387 \$	2 377 \$	1 069 \$

(en milliers de dollars)

Au total, 57 253 actions ordinaires en 2013, 31 058 actions ordinaires en 2012 et 56 705 actions ordinaires en 2011 ont été émises, sans contrepartie additionnelle dans les capitaux propres, la charge ayant déjà été comptabilisée sur la période d'acquisition des droits.

### CHARGE AU TITRE DE LA RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

En 2013, UNS Energy et TEP ont comptabilisé une charge au titre de la rémunération fondée sur des actions de 3 M\$. En 2012 et en 2011, UNS Energy avait comptabilisé 3 M\$ en charge de rémunération fondée sur des actions, dont un montant de 2 M\$ à l'égard de TEP. Aucune rémunération fondée sur des actions n'a été capitalisée dans le coût d'un actif. 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 2013, ni en 2011. En 2012, la déduction fiscale réelle résultant de l'exercice de droits aux termes d'ententes de paiement fondé sur des actions a totalisé moins de 0,5 M\$.

Au 31 décembre 2013, le coût total non comptabilisé de la rémunération fondée sur des actions dont les droits n'étaient pas acquis s'élevait à 3 M\$, montant qui sera comptabilisé à titre de charge de rémunération au cours des périodes d'acquisition des droits restantes jusqu'en février 2016. Au 31 décembre 2013, 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 moins de 0,5 million d'actions.

### 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. 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 ou de l'exercice des droits en actions ordinaires des billets de premier rang convertibles d'UNS Energy. Nous



## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

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 d'impôt) qui serait épargné si les billets 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 :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
	(en milliers de dollars)		
<b>Numérateur :</b>			
Bénéfice net	127 478 \$	90 919 \$	109 975 \$
Bénéfice provenant de la conversion supposée des billets convertibles de premier rang <sup>1</sup>	—	1 100	4 390
<b>Bénéfice net ajusté disponible pour les actions ordinaires diluées</b>	<b>127 478 \$</b>	<b>92 019 \$</b>	<b>114 365 \$</b>
	(en milliers d'actions)		
<b>Dénominateur :</b>			
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation			
Actions ordinaires émises	41 446	40 212	36 780
Unités d'actions différées dont les droits sont entièrement acquis	172	150	129
Titres de participation	—	—	53
<b>Nombre total moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base</b>	<b>41 618</b>	<b>40 362</b>	<b>36 962</b>
Incidence des titres dilutifs :			
Billets de premier rang convertibles <sup>1</sup>	—	1 062	4 281
Options et actions pouvant être émises en vertu de régimes de rémunération à base d'actions	357	331	366
<b>Nombre total moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué</b>	<b>41 975</b>	<b>41 755</b>	<b>41 609</b>

<sup>1)</sup> 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 en cours 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 :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
	(en milliers d'actions)		
Options sur actions	—	50	153
Unités d'actions temporairement incessibles	6	—	—
<b>Total des actions ayant un effet antidilutif exclues du calcul du résultat dilué par action</b>	<b>6</b>	<b>50</b>	<b>153</b>

**NOTE 13. 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 2013, la capacité de TEP et de ses filiales à verser des dividendes n'était pas restreinte.

L'entente de fusion avec Fortis permet au conseil d'administration d'UNS Energy d'autoriser le versement de dividendes trimestriels pouvant atteindre 0,48 \$ par action jusqu'à la conclusion de la fusion, y compris un dividende proportionnel établi selon le nombre de jours depuis la date de fermeture des registres jusqu'à la date de la conclusion de la fusion.

En février 2014, UNS Energy a déclaré un dividende du premier trimestre aux actionnaires de 0,48 \$ par action ordinaire d'UNS Energy. Le dividende, totalisant environ 20 M\$, sera versé le 25 mars 2014, aux actionnaires ordinaires inscrits au 13 mars 2014.

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**

TEP a versé des dividendes de 40 M\$ à UNS Energy en 2013 et de 30 M\$ en 2012. TEP n'a versé aucun dividende à UNS Energy en 2011.

UNS Energy n'a fait aucun apport en capital à TEP en 2013 ni en 2012, mais y a fait des apports en capital de 30 M\$ en 2011.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

**NOTE 14. 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		
	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
	(en milliers de dollars)		
<b>Bénéfice net</b>	127 478 \$	90 919 \$	109 975 \$
<b>Ajustements apportés pour rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation</b>			
Amortissement des immobilisations corporelles	149 615	141 303	133 832
Amortissement des immobilisations incorporelles	27 557	35 784	30 983
Amortissement inclus dans les charges de combustible et les charges d'exploitation et d'entretien	7 288	6 622	6 140
Amortissement des coûts reportés liés à la dette inclus dans les intérêts débiteurs	3 050	3 000	3 985
Provision pour les créances irrécouvrables	2 263	2 767	2 072
Utilisation des crédits d'énergie renouvelable aux fins de conformité	17 706	5 935	5 695
Impôts reportés	83 501	60 264	75 515
Ajustement sur la base des crédits d'impôts à l'investissement – Création de l'actif réglementaire	(11 039)	—	—
Charge au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires à la retraite	22 783	21 856	21 202
Financement des prestations de retraite et des avantages complémentaires à la retraite	(29 161)	(29 058)	(28 775)
Charge au titre de la rémunération à base d'actions	3 399	2 573	2 599
Composante des capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction	(6 190)	(3 464)	(4 496)
Augmentation (diminution) afin de rendre compte du recouvrement de la CAAEC et du FAAG	(16 313)	32 246	(4 932)
Réduction de la CAAEC – Ordonnance tarifaire 2013 de TEP	3 000	—	—
Produits remboursés au titre de la charge de transition de marché libre	—	—	(35 958)
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)
Variations des actifs et des passifs qui ont généré (utilisé) Trésorerie, compte non tenu des variations présentées séparément			
Débiteurs	(6 338)	3 369	2 743
Matériaux et stocks de combustible	16 197	(39 429)	(20 864)
Créditeurs	3 223	595	8 792
Impôts sur les bénéfices	(15 868)	(11 557)	(2 739)
Intérêts courus à payer	4 875	6 922	14 344
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	1 941	(58)	2 857
Passifs réglementaires à court terme	11 124	(684)	2 644
Autres	20 421	11 486	19 097
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation</b>	<b>420 512 \$</b>	<b>348 109 \$</b>	<b>337 320 \$</b>

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

	TEP		
	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
	(en milliers de dollars)		
<b>Bénéfice net</b>	101 342 \$	65 470 \$	85 334 \$
<b>Ajustements apportés pour rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation</b>			
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation</b>			
Amortissement des immobilisations corporelles	118 076	110 931	104 894
Amortissement des immobilisations incorporelles	31 294	39 493	34 650
Amortissement inclus dans les charges de combustible et les charges d'exploitation et d'entretien	6 219	5 384	4 509
Amortissement des coûts reportés liés à la dette inclus dans les intérêts débiteurs	2 452	2 227	2 378
Provision pour les créances irrécouvrables	1 678	1 871	1 447
Utilisation des crédits d'énergie renouvelable aux fins de conformité	15 990	5 071	5 190
Impôts reportés	69 950	45 232	59 309
Ajustement sur la base des crédits d'impôts à l'investissement – création de l'actif réglementaire	(10 751)	—	—
Charge au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	19 878	19 289	18 816
Financement des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(27 636)	(25 899)	(25 878)
Charge au titre de la rémunération à base d'actions	2 709	2 029	2 027
Composante des capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction	(4 526)	(2 840)	(3 842)
Augmentation (diminution) afin de rendre compte du recouvrement de la CAAEC	(12 458)	31 113	(6 165)
Réduction de la CAAEC – ordonnance tarifaire 2013 de TEP	3 000	—	—
Produits remboursés au titre de la charge de transition de marché libre	—	—	(35 958)
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	(6 041)	(871)	4 809
Matériaux et stocks de combustible	16 145	(38 384)	(19 789)
Créditeurs	334	1 115	14 561
Impôts sur les bénéfices	(10 790)	(11 421)	(5 582)
Intérêts courus à payer	4 859	8 055	14 268
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	1 425	905	2 282
Passifs réglementaires à court terme	3 331	(3 040)	303
Autres	19 711	5 655	18 122
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation</b>	<b>346 191 \$</b>	<b>267 919 \$</b>	<b>268 294 \$</b>

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### TRANSACTIONS HORS TRÉSORERIE

En 2013, les transactions hors trésorerie suivantes ont eu lieu :

- TEP a comptabilisé des hausses de 55 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 décembre 2014 et en janvier 2015. Voir la note 6.
- En novembre 2013, TEP a émis des obligations exonérées d'impôt d'un capital de 100 M\$ et le produit a été placé en fiducie pour rembourser des titres de créance en décembre 2013. Par suite de cette transaction, TEP n'a pas reçu ni versé de trésorerie. Voir la note 6.
- 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 rembourser des titres de créance par l'intermédiaire d'un fiduciaire. Puisque la trésorerie a circulé dans des comptes en fidéicomis, l'émission et le remboursement de titres de créance ont donné lieu à une transaction hors trésorerie. Voir la note 6.

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 fidéicomis, le rachat et la réémission de titres de créance ont donné lieu à une transaction hors trésorerie de TEP. Voir la note 6.

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 sont présentées ci-après :

	Exercices clos les 31 décembre		
	2013	2012	2011
		(en milliers de dollars)	
(Diminution) augmentation des charges à payer liées aux centrales <sup>1</sup>	4 995 \$	4 813 \$	(2 741) \$
Coûts d'enlèvement liés aux mises hors service temporaires <sup>2</sup>	25 182	35 983	31 626
Obligations liées aux contrats de location-acquisition <sup>3</sup>	9 039	11 967	15 162
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <sup>4</sup>	8 064	789	7 638

<sup>1)</sup> Les ajouts hors trésorerie des centrales représentent les charges à payer relatives aux dépenses en immobilisations.

<sup>2)</sup> Les coûts d'enlèvement hors trésorerie liés aux mises hors service temporaires, montant net, représentent une charge à payer relative aux obligations futures liées à la mise hors service d'immobilisations qui n'a pas d'incidence sur les bénéfices.

<sup>3)</sup> 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.

<sup>4)</sup> 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.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### **NOTE 15. 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 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 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.

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 <sup>5</sup>	Montant net	
Au 31 décembre 2013						
(en millions de dollars)						
<b>Actif</b>						
Équivalents de trésorerie <sup>1</sup>	14 \$	14 \$	— \$	— \$	— \$	14 \$
Trésorerie soumise à restrictions <sup>1</sup>	2	2	—	—	—	2
Placements de la fiducie Rabbi <sup>2</sup>	22	—	22	—	—	22
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	7	—	3	4	(5)	2
<b>Total de l'actif</b>	<b>45</b>	<b>16</b>	<b>25</b>	<b>4</b>	<b>(5)</b>	<b>40</b>
<b>Passif</b>						
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	(7)	—	(2)	(5)	5	(2)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie <sup>3</sup>	(1)	—	—	(1)	—	(1)
Swaps de taux d'intérêt <sup>4</sup>	(7)	—	(7)	—	—	(7)
<b>Total du passif</b>	<b>(15)</b>	<b>—</b>	<b>(9)</b>	<b>(6)</b>	<b>5</b>	<b>(10)</b>
<b>Total de l'actif et du (passif), montant net</b>	<b>30 \$</b>	<b>16 \$</b>	<b>16 \$</b>	<b>(2) \$</b>	<b>— \$</b>	<b>30 \$</b>

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

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 <sup>5</sup>	Montant net	
Au 31 décembre 2012						
(en millions de dollars)						
<b>Actif</b>						
Équivalents de trésorerie <sup>1</sup>	20 \$	20 \$	— \$	— \$	— \$	20 \$
Trésorerie soumise à restrictions <sup>1</sup>	7	7	—	—	—	7
Placements de la fiducie Rabbi <sup>2</sup>	19	—	19	—	—	19
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	7	—	2	5	(5)	2
<b>Total de l'actif</b>	<b>53</b>	<b>27</b>	<b>21</b>	<b>5</b>	<b>(5)</b>	<b>48</b>
<b>Passif</b>						
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	(15)	—	(7)	(8)	5	(10)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie <sup>3</sup>	(2)	—	—	(2)	—	(2)
Swaps de taux d'intérêt <sup>4</sup>	(10)	—	(10)	—	—	(10)
<b>Total du passif</b>	<b>(27)</b>	<b>—</b>	<b>(17)</b>	<b>(10)</b>	<b>5</b>	<b>(22)</b>
<b>Total de l'actif et du (passif), montant net</b>	<b>26 \$</b>	<b>27 \$</b>	<b>4 \$</b>	<b>(5) \$</b>	<b>— \$</b>	<b>26 \$</b>

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 <sup>5</sup>	Montant net	
Au 31 décembre 2013						
(en millions de dollars)						
<b>Actif</b>						
Équivalents de trésorerie <sup>1</sup>	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$
Trésorerie soumise à restrictions <sup>1</sup>	2	2	—	—	—	2
Placements de la fiducie Rabbi <sup>2</sup>	22	—	22	—	—	22
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	2	—	1	1	(1)	1
<b>Total de l'actif</b>	<b>26</b>	<b>2</b>	<b>23</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>25</b>
<b>Passif</b>						
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	(2)	—	—	(2)	1	(1)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie <sup>3</sup>	(1)	—	—	(1)	—	(1)
Swaps de taux d'intérêt <sup>4</sup>	(7)	—	(7)	—	—	(7)
<b>Total du passif</b>	<b>(10)</b>	<b>—</b>	<b>(7)</b>	<b>(3)</b>	<b>1</b>	<b>(9)</b>
<b>Total de l'actif et du (passif), montant net</b>	<b>16 \$</b>	<b>2 \$</b>	<b>16 \$</b>	<b>(2) \$</b>	<b>— \$</b>	<b>16 \$</b>

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### 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 <sup>5</sup>		Montant net
					Au 31 décembre 2012		
(en millions de dollars)							
<b>Actif</b>							
Équivalents de trésorerie <sup>1</sup>	1 \$	1 \$	— \$	— \$	— \$	— \$	1 \$
Trésorerie soumise à restrictions <sup>1</sup>	7	7	—	—	—	—	7
Placements de la fiducie Rabbi <sup>2</sup>	19	—	19	—	—	—	19
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	3	—	1	2	(1)	(1)	2
<b>Total de l'actif</b>	<b>30</b>	<b>8</b>	<b>20</b>	<b>2</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>29</b>
<b>Passif</b>							
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	(3)	—	(3)	—	1	1	(2)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie <sup>3</sup>	(2)	—	—	(2)	—	—	(2)
Swaps de taux d'intérêt <sup>4</sup>	(10)	—	(10)	—	—	—	(10)
<b>Total du passif</b>	<b>(15)</b>	<b>—</b>	<b>(13)</b>	<b>(2)</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>(14)</b>
<b>Total de l'actif et du (passif), montant net</b>	<b>15 \$</b>	<b>8 \$</b>	<b>7 \$</b>	<b>— \$</b>	<b>— \$</b>	<b>— \$</b>	<b>15 \$</b>

- <sup>1</sup> 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.
- <sup>2</sup> 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.
- <sup>3</sup> Les contrats d'énergie comprennent des contrats de swaps sur le gaz (niveau 2), des options sur l'électricité (niveaux 2 ou 3), des options sur le gaz (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 d'UNS Energy et de TEP au poste Instruments dérivés. Les techniques d'évaluation sont décrites ci-après.
- <sup>4</sup> 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.
- <sup>5</sup> 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.

## INSTRUMENTS DÉRIVÉS

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



## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

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 était 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

Les swaps de taux d'intérêt viennent à échéance jusqu'en janvier 2020. Le swap de contrats d'achat d'électricité 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 16. 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		
	Exercices clos les 31 décembre					
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
	(en millions de dollars)					
Augmentation (diminution) des actifs/passifs réglementaires	(9) \$	(21) \$	2 \$	— \$	(6) \$	2 \$

Les gains et pertes réalisés sur des contrats réglés sont entièrement recouvrables au moyen de la CAAEC ou du FAAG. Au 31 décembre 2013, UNS Energy et TEP étaient parties à des contrats d'énergie qui seront réglés d'ici le quatrième trimestre de 2016.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

### Volumes touchés par les dérivés

Les volumes liés à nos contrats d'énergie se présentaient comme suit :

	UNS Energy		TEP	
	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012
GWh des contrats d'électricité	1 583	2 228	779	820
GBTU des contrats de gaz	33 371	17 851	9 615	7 958

### Évaluations de la juste valeur du niveau 3

	Technique d'évaluation	Juste valeur		Données non observables	Fourchette des données non observables
		Actif	Passif		
		Au 31 décembre 2013			
		(en millions de dollars)			
<b>Contrats à terme<sup>1</sup></b>	Approche par le marché	1 \$	(4) \$	Prix du marché par MWh	26,54 \$ - 51,75 \$
<b>Contrats d'options<sup>2</sup></b>	Modèle d'évaluation des options	3	(2)	Prix du marché par MBTU Volatilité des prix du gaz	3,87 \$ - 4,32 \$ 25,05 % - 35,07 %
<b>Contrats d'énergie de niveau 3</b>		<b>4 \$</b>	<b>(6) \$</b>		

Le tableau suivant fournit des informations quantitatives sur les données non observables importantes dans le cadre des évaluations de la juste valeur du niveau 3 d'UNS Energy :

- 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 3 M\$.
- 2) TEP détient des actifs de contrats d'options de moins de 1 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 de la 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.

	UNS Energy	TEP
	(en millions de dollars)	
<b>Soldes au 31 décembre 2012</b>	(5) \$	— \$
Gains (pertes) réalisé(e)s latent(e)s comptabilisé(e)s dans :		
Actifs/passifs réglementaires nets – instruments dérivés	(1)	(2)
Règlements	4	—
<b>Soldes au 31 décembre 2013</b>	<b>(2) \$</b>	<b>(2) \$</b>
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	(1) \$	(1) \$

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

	UNS Energy	TEP
	(en millions de dollars)	
<b>Soldes au 31 décembre 2011</b>	(10) \$	— \$
Gains (pertes) réalisé(e)s latent(e)s comptabilisé(e)s dans :		
Actifs/passifs réglementaires nets – instruments dérivés	(5)	1
Règlements	10	(1)
<b>Soldes au 31 décembre 2012</b>	(5) \$	— \$
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	(1) \$	— \$

### 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 sommes partie à 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 Electric ou UNS Gas, 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.

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.

En cas de variations défavorables importantes, les conditions liées au risque de crédit pourraient ne pas être respectées. Au 31 décembre 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 21 M\$ pour UNS Energy et à 5 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 21 M\$ pour UNS Energy et à 5 M\$ pour TEP.

### INSTRUMENTS FINANCIERS QUI NE SONT PAS ÉVALUÉS À LA JUSTE VALEUR

La juste valeur d'un instrument financier 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.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

- 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	Au 31 décembre 2013		Au 31 décembre 2012		
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	
	(en millions de dollars)				
<b>Actif :</b>					
Investissement de TEP dans des obligations au titre de contrats de location	Niveau 2	— \$	— \$	9 \$	9 \$
Investissement de TEP dans des participations au titre de contrats de location	Niveau 3	36	25	36	23
<b>Passif :</b>					
Dette à long terme					
UNS Energy	Niveau 2	1 507	1 521	1 498	1 583
TEP	Niveau 2	1 223	1 214	1 223	1 271

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)

**NOTE 16. 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	
	Exercice clos le 31 décembre 2013		
	(en milliers de dollars)		
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie			
Swaps de taux d'intérêt – dette	(1 377) \$	(1 166) \$	Intérêts débiteurs sur la dette à long terme
Swaps de taux d'intérêt – contrats de location-acquisition	(2 429)	(2 429)	Intérêts débiteurs sur les contrats de location-acquisition
Contrats de marchandises	(747)	(747)	Achats d'énergie/d'électricité
Économies d'impôts	1 801	1 718	
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts sur les bénéfices	(2 752)	(2 624)	
Amortissement du RRSD et des régimes à prestations déterminées			
Coût des services passés	(1 488)	(1 488)	Autres charges
Économies d'impôts	572	572	
Amortissement, déduction faite des impôts	(916)	(916)	
Total des reclassements des autres éléments du résultat étendu pour la période	(3 668) \$	(3 540) \$	

**NOTE 17. PRISES DE POSITION EN COMPTABILITÉ RÉCEMMENT PUBLIÉES**

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, nous ne prévoyons aucune modification importante à la présentation de nos autres états financiers.

**NOTE 18. 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) (sauf les montants par action)			
<b>2013</b>				
Produits d'exploitation	332 141 \$	365 217 \$	437 041 \$	350 161 \$
Bénéfice d'exploitation	39 895	60 803	129 765	41 033
Bénéfice net	11 345	34 618	67 990	13 525
Résultat de base par action	0,27	0,83	1,63	0,32
Résultat dilué par action	0,27	0,83	1,62	0,32
<b>2012</b>				
Produits d'exploitation	315 387 \$	363 998 \$	434 108 \$	348 273 \$
Bénéfice d'exploitation <sup>1</sup>	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

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)			
<b>2013</b>				
Produits d'exploitation	247 751 \$	304 263 \$	371 239 \$	273 437 \$
Bénéfice d'exploitation	22 747	53 433	123 177	31 014
Bénéfice net	1 478	30 787	64 167	4 910
<b>2012</b>				
Produits d'exploitation	223 978 \$	299 419 \$	366 910 \$	271 353 \$
Bénéfice d'exploitation <sup>1</sup>	17 898	58 211	94 079	30 299
Bénéfice net	(1 461)	21 910	44 569	452

<sup>1)</sup> Les variations négligeables par rapport aux montants trimestriels antérieurement présentés découlent du reclassement de postes.

**ANNEXE C**

**UNS Energy Corporation et Tucson Electric Power Company**

**États financiers consolidés intermédiaires non audités**

**Trois et six mois clos le 30 juin 2014**



**UNS ENERGY CORPORATION**  
**ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

Trois mois clos les 30 juin			Six mois clos les 30 juin	
2014	2013		2014	2013
(non audité)			(non audité)	
(en milliers de dollars)			(en milliers de dollars)	
(sauf les montants par action)			(sauf les montants par action)	
		<b>Produits d'exploitation</b>		
302 975 \$	285 419 \$	Ventes au détail d'électricité	527 545 \$	506 279 \$
33 309	30 654	Ventes en gros d'électricité	76 730	65 052
21 911	20 013	Ventes au détail de gaz	60 481	71 002
28 411	29 131	Autres produits	55 242	55 025
<b>386 606</b>	<b>365 217</b>	<b>Total des produits d'exploitation</b>	<b>719 998</b>	<b>697 358</b>
		<b>Charges d'exploitation</b>		
69 418	86 459	Combustible	137 253	168 148
84 060	57 796	Achats d'énergie	153 843	121 955
6 142	4 521	Coûts de transport et autres coûts recouvrables au moyen de la clause d'ajustement d'achats d'électricité et de combustible	12 670	7 707
(12 517)	2 074	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	(21 437)	(3 294)
<b>147 103</b>	<b>150 850</b>	<b>Total du combustible et des achats d'énergie</b>	<b>282 329</b>	<b>294 516</b>
91 621	95 143	Exploitation et entretien	185 057	185 043
39 563	36 671	Amortissement des immobilisations corporelles	78 644	72 970
6 455	8 119	Amortissement des immobilisations incorporelles	12 631	16 408
14 942	13 631	Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	29 750	27 723
<b>299 684</b>	<b>304 414</b>	<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>588 411</b>	<b>596 660</b>
<b>86 922</b>	<b>60 803</b>	<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>131 587</b>	<b>100 698</b>
		<b>Autres produits (déductions)</b>		
169	19	Intérêts créditeurs	249	28
2 538	1 734	Autres produits	4 680	3 502
(958)	(807)	Autres charges	(1 688)	(1 380)
624	94	Augmentation de la juste valeur des placements	879	1 133
<b>2 373</b>	<b>1 040</b>	<b>Total des autres produits (déductions)</b>	<b>4 120</b>	<b>3 283</b>
		<b>Intérêts débiteurs</b>		
19 167	17 700	Dette à long terme	37 055	35 954
3 925	6 249	Contrats de location-acquisition	7 846	12 498
307	346	Autres intérêts débiteurs	790	(47)
(1 295)	(745)	Intérêts capitalisés	(2 318)	(1 420)
<b>22 104</b>	<b>23 550</b>	<b>Total des intérêts débiteurs</b>	<b>43 373</b>	<b>46 985</b>
67 191	38 293	<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>92 334</b>	<b>56 996</b>
24 837	3 675	Charge d'impôts sur les bénéfices	34 505	11 033
<b>42 354 \$</b>	<b>34 618 \$</b>	<b>Bénéfice net</b>	<b>57 829 \$</b>	<b>45 963 \$</b>
		<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)</b>		
41 781	41 598	De base	41 759	41 569
42 145	41 921	Dilué	42 115	41 898
		<b>Résultat par action</b>		
1,01 \$	0,83 \$	De base	1,38 \$	1,11 \$
1,01 \$	0,83 \$	Dilué	1,37 \$	1,10 \$
<b>0,480 \$</b>	<b>0,435 \$</b>	<b>Dividendes déclarés par action</b>	<b>0,960 \$</b>	<b>0,870 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

Trois mois clos les 30 juin			Six mois clos les 30 juin	
2014	2013		2014	2013
(non audité)			(non audité)	
(en milliers de dollars)			(en milliers de dollars)	
		<b>Résultat étendu</b>		
<b>42 354 \$</b>	34 618 \$	Bénéfice net	<b>57 829 \$</b>	45 963 \$
		<b>Autres éléments du résultat étendu</b>		
		Variations nettes de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie :		
<b>517</b>	933	déduction faite des impôts sur les bénéfices de 335 \$ et 610 \$		
		déduction faite des impôts sur les bénéfices de 691 \$ et 1 009 \$	<b>1 010</b>	1 544
		Amortissement des prestations du régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (RRSD) :		
<b>25</b>	68	déduction faite des impôts sur les bénéfices de 15 \$ et 43 \$		
		déduction faite des impôts sur les bénéfices de 30 \$ et 85 \$	<b>49</b>	137
<b>542</b>	1 001	<b>Total des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices</b>	<b>1 059</b>	1 681
<b>42 896 \$</b>	35 619 \$	<b>Total du résultat étendu</b>	<b>58 888 \$</b>	47 644 \$

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

Six mois clos les  
**30 juin**

**2014**                      **2013**

**(non audité)**

(en milliers de dollars)

**Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation**

Rentrées provenant des ventes au détail d'électricité	531 439 \$	519 154 \$
Rentrées provenant des ventes en gros d'électricité	89 741	82 273
Rentrées provenant des ventes au détail de gaz	80 348	91 207
Rentrées provenant des unités d'exploitation 3 et 4 de Springerville	47 099	49 974
Rentrées provenant des ventes en gros de gaz	2 287	3 494
Remboursements d'impôts sur les bénéfices reçus	472	—
Intérêts reçus	7	516
Autres rentrées au comptant	22 812	16 914
Coûts des achats d'énergie payés	(152 982)	(135 775)
Paiements de coûts d'exploitation et d'entretien	(138 692)	(121 272)
Coûts de combustible payés	(135 128)	(140 185)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices payés, déduction faite des montants capitalisés	(86 695)	(90 554)
Salaires versés, déduction faite des montants capitalisés	(72 237)	(68 004)
Intérêts versés, déduction faite des montants capitalisés	(31 446)	(34 662)
Intérêts versés sur les contrats de location-acquisition	(15 888)	(18 630)
Autres sorties	(3 380)	(6 798)
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation</b>	<b>137 757</b>	<b>147 652</b>

**Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement**

Dépenses en immobilisations	(186 037)	(155 685)
Remboursement d'investissements dans des obligations au titre de contrats de location de Springerville	—	9 104
Autres, montant net	(4 345)	(3 613)
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'investissement</b>	<b>(190 382)</b>	<b>(150 194)</b>

**Flux de trésorerie liés aux activités de financement**

Produit d'emprunts en vertu de facilités de crédit renouvelables	151 000	114 000
Remboursements d'emprunts en vertu de facilités de crédit renouvelables	(129 000)	(48 000)
Produit de l'émission de titres de créance à long terme	149 168	—
Paiements des obligations liées à des contrats de location-acquisition	(83 204)	(84 206)
Dividendes sur actions ordinaires payés	(40 034)	(36 079)
Paiements des frais d'émission / de règlement de la dette	(1 641)	(982)
Produit de l'exercice d'options sur actions	595	—
Autres, montant net	543	3 584
<b>Flux de trésorerie nets – Activités de financement</b>	<b>47 427</b>	<b>(51 683)</b>

**Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie**

<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>74 878</b>	<b>123 918</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>69 680 \$</b>	<b>69 693 \$</b>

Voir la note 11 pour les informations additionnelles sur les flux de trésorerie.

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**BILANS CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

	30 juin 2014	31 décembre 2013
	(non audité)	
	(en milliers de dollars)	
<b>ACTIF</b>		
<b>Centrales</b>		
Centrales en service	5 392 666 \$	5 192 122 \$
Centrales visées par des contrats de location-acquisition	747 158	637 957
Travaux de construction en cours	186 249	201 959
<b>Total des centrales</b>	<b>6 326 073</b>	<b>6 032 038</b>
Moins dotation à l'amortissement cumulée	(2 078 626)	(1 982 524)
Moins dotation à l'amortissement cumulée des actifs visés par des contrats de location-acquisition	(525 327)	(514 677)
<b>Total des centrales – Montant net</b>	<b>3 722 120</b>	<b>3 534 837</b>
<b>Investissements et autres biens</b>		
Investissements dans des participations au titre de contrats de location	36 122	36 194
Autres	35 551	34 971
<b>Total des investissements et autres biens</b>	<b>71 673</b>	<b>71 165</b>
<b>Actifs à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	69 680	74 878
Débiteurs – Clients	114 276	104 596
Débiteurs non facturés	67 637	52 403
Provision pour créances douteuses	(7 001)	(6 833)
Matériaux et fournitures	92 771	88 085
Impôts reportés – à court terme	86 401	66 906
Actifs réglementaires – à court terme	69 322	52 763
Stocks de combustible	44 044	44 317
Instruments dérivés	9 850	5 629
Autres	17 453	15 354
<b>Total des actifs à court terme</b>	<b>564 433</b>	<b>498 098</b>
<b>Actifs réglementaires et autres</b>		
Actifs réglementaires – à long terme	162 263	150 584
Instruments dérivés	1 528	1 180
Autres actifs	26 575	24 430
<b>Total des actifs réglementaires et autres</b>	<b>190 366</b>	<b>176 194</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>4 548 592 \$</b>	<b>4 280 294 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

(suite)

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**BILANS CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

	<b>30 juin</b>	<b>31 décembre</b>
	<b>2014</b>	<b>2013</b>
	<b>(non audité)</b>	
	(en milliers de dollars)	
<b>STRUCTURE DU CAPITAL ET AUTRES PASSIFS</b>		
<b>Structure du capital</b>		
Capitaux propres ordinaires	1 149 578 \$	1 130 784 \$
Obligations liées à des contrats de location-acquisition	69 938	131 370
Dette à long terme	1 677 323	1 507 070
<b>Total de la structure du capital</b>	<b>2 896 839</b>	<b>2 769 224</b>
<b>Passifs à court terme</b>		
Obligations à court terme en vertu de contrats de location-acquisition	272 939	186 056
Emprunts en vertu des facilités de crédit renouvelables	23 000	22 000
Créditeurs – Fournisseurs	104 720	117 503
Passifs réglementaires – à court terme	54 384	53 935
Impôts et taxes courus à payer autres que les impôts sur les bénéfices	47 601	43 880
Dépôts de clients	28 066	30 671
Charges de personnel courues à payer	23 202	28 148
Intérêts courus à payer	29 637	27 786
Instruments dérivés	6 435	7 534
Autres	22 536	17 775
<b>Total des passifs à court terme</b>	<b>612 520</b>	<b>535 288</b>
<b>Crédits reportés et autres passifs</b>		
Impôts reportés – à long terme	528 636	488 887
Passifs réglementaires – à long terme	326 388	302 482
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	90 984	90 923
Instruments dérivés	5 976	7 100
Autres	87 249	86 390
<b>Total des crédits reportés et autres passifs</b>	<b>1 039 233</b>	<b>975 782</b>
<b>Engagements, éventualités et questions environnementales (note 6)</b>		
<b>Total de la structure du capital et des autres passifs</b>	<b>4 548 592 \$</b>	<b>4 280 294 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

(Fin)

**UNS ENERGY CORPORATION**  
**ÉTATS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

	Actions ordinaires en circulation*	Actions ordinaires	Bénéfices accumulés (non audité)	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
	(en milliers d'actions)		(en milliers de dollars)		
<b>Soldes au 31 décembre 2013</b>	<b>41 538</b>	<b>889 301 \$</b>	<b>247 532 \$</b>	<b>(6 049) \$</b>	<b>1 130 784 \$</b>
Bénéfice net			57 829		57 829
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				1 059	1 059
Dividendes déclarés			(40 372)		(40 372)
Actions émises en vertu des options sur actions	20	594			594
Actions émises en vertu d'attributions d'actions fondées sur le rendement	101	—			—
Rémunération fondée sur des actions		(316)			(316)
<b>Soldes au 30 juin 2014</b>	<b>41 659</b>	<b>889 579 \$</b>	<b>264 989 \$</b>	<b>(4 990) \$</b>	<b>1 149 578 \$</b>

\* 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 juin			Six mois clos les 30 juin	
2014	2013		2014	2013
(non audité)			(non audité)	
(en milliers de dollars)			(en milliers de dollars)	
<b>Produits d'exploitation</b>				
<b>257 790</b>	243 635	Ventes au détail d'électricité	<b>443 805</b>	428 515
<b>32 555</b>	29 542	Ventes en gros d'électricité	<b>74 639</b>	63 940
<b>31 273</b>	31 086	Autres produits	<b>58 687</b>	59 559
<b>321 618</b>	<b>304 263</b>	<b>Total des produits d'exploitation</b>	<b>577 131</b>	<b>552 014</b>
<b>Charges d'exploitation</b>				
<b>68 334</b>	84 553	Combustible	<b>135 964</b>	165 351
<b>52 906</b>	28 410	Achats d'électricité	<b>75 521</b>	47 338
<b>3 552</b>	1 730	Coûts de transport et autres coûts recouvrables au moyen de la CAAEC	<b>7 461</b>	2 595
<b>(13 061)</b>	5 274	Augmentation (diminution) afin de rendre compte du traitement du recouvrement relatif à la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible	<b>(14 791)</b>	2 914
<b>111 731</b>	119 967	<b>Total du combustible et des achats d'énergie</b>	<b>204 155</b>	218 198
<b>79 772</b>	82 011	Exploitation et entretien	<b>161 117</b>	159 835
<b>31 080</b>	28 861	Amortissement des immobilisations corporelles	<b>61 891</b>	57 418
<b>7 377</b>	9 052	Amortissement des immobilisations incorporelles	<b>14 476</b>	18 275
<b>12 005</b>	10 939	Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	<b>23 840</b>	22 108
<b>241 965</b>	250 830	<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>465 479</b>	475 834
<b>79 653</b>	53 433	<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>111 652</b>	76 180
<b>Autres produits (déductions)</b>				
<b>165</b>	12	Intérêts créditeurs	<b>174</b>	8
<b>2 187</b>	1 270	Autres produits	<b>4 099</b>	2 438
<b>(2 694)</b>	(2 472)	Autres charges	<b>(4 809)</b>	(4 717)
<b>624</b>	94	Augmentation de la juste valeur des placements	<b>879</b>	1 133
<b>282</b>	(1 096)	<b>Total des autres produits (déductions)</b>	<b>343</b>	(1 138)
<b>Intérêts débiteurs</b>				
<b>15 507</b>	13 991	Dette à long terme	<b>29 747</b>	28 564
<b>3 925</b>	6 249	Contrats de location-acquisition	<b>7 846</b>	12 498
<b>140</b>	192	Autres intérêts débiteurs	<b>453</b>	(168)
<b>(1 104)</b>	(534)	Intérêts capitalisés	<b>(2 028)</b>	(1 027)
<b>18 468</b>	19 898	<b>Total des intérêts débiteurs</b>	<b>36 018</b>	39 867
<b>61 467</b>	32 439	<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>75 977</b>	35 175
<b>22 742</b>	1 652	Charge d'impôts sur les bénéfices	<b>28 080</b>	2 909
<b>38 725</b>	<b>30 787</b>	<b>Bénéfice net</b>	<b>47 897</b>	<b>32 266</b>

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

**TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY**  
**ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

Trois mois clos les			Six mois clos les	
30 juin			30 juin	
2014	2013		2014	2013
(non audité)			(non audité)	
(en milliers de dollars)			(en milliers de dollars)	
		<b>Résultat étendu</b>		
<b>38 725 \$</b>	<b>30 787 \$</b>	Bénéfice net	<b>47 897 \$</b>	<b>32 266 \$</b>
		<b>Autres éléments du résultat étendu</b>		
		Variations nettes de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie :		
		déduction faite des impôts sur les bénéfices de 321 \$ et 574 \$		
<b>494</b>	878	déduction faite des impôts sur les bénéfices de 667 \$ et 952 \$	<b>975</b>	1 456
		Amortissement du RRSD :		
		déduction faite des impôts sur les bénéfices de 15 \$ et 43 \$		
<b>25</b>	68	déduction faite des impôts sur les bénéfices de 30 \$ et 85 \$	<b>49</b>	137
<b>519</b>	946	<b>Total des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices</b>	<b>1 024</b>	1 593
<b>39 244 \$</b>	<b>31 733 \$</b>	<b>Total du résultat étendu</b>	<b>48 921 \$</b>	<b>33 859 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.



**TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY**  
**ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

Six mois clos les  
30 juin

2014                      2013

(non audité)

(en milliers de dollars)

**Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation**

Rentrées provenant des ventes au détail d'électricité	444 624 \$	435 779 \$
Rentrées provenant des ventes en gros d'électricité	86 087	75 803
Rentrées provenant des unités d'exploitation 3 et 4 de Springerville	47 099	49 974
Remboursement des charges de sociétés affiliées	13 633	12 695
Rentrées provenant des ventes en gros de gaz	46	3 145
Remboursements d'impôts sur les bénéfices reçus	9	—
Intérêts reçus	5	509
Autres rentrées au comptant	19 580	13 320
Paiement de coûts d'exploitation et d'entretien	(134 606)	(117 133)
Coûts de combustible payés	(134 374)	(139 596)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices payés, déduction faite des montants capitalisés	(66 588)	(68 574)
Salaires versés, déduction faite des montants capitalisés	(60 845)	(57 483)
Coûts des achats d'électricité payés	(59 088)	(40 949)
Intérêts versés, déduction faite des montants capitalisés	(24 588)	(27 590)
Intérêts versés sur les contrats de location-acquisition	(15 888)	(18 630)
Autres sorties	(2 064)	(5 728)
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation</b>	<b>113 042</b>	<b>115 542</b>

**Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement**

Dépenses en immobilisations	(157 161)	(118 210)
Remboursement d'investissements dans des obligations au titre de contrats de location de Springerville	—	9 104
Autres, montant net	(3 460)	(3 470)
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'investissement</b>	<b>(160 621)</b>	<b>(112 576)</b>

**Flux de trésorerie liés aux activités de financement**

Produit d'emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable	105 000	78 000
Remboursements d'emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable	(105 000)	(48 000)
Produit de l'émission de titres de créance à long terme	149 168	—
Paiements des obligations liées à des contrats de location-acquisition	(83 204)	(84 206)
Paiements des frais d'émission / de règlement de titres de créance	(1 641)	(982)
Autres, montant net	656	596
<b>Flux de trésorerie nets – Activités de financement</b>	<b>64 979</b>	<b>(54 592)</b>

**Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie**

<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>25 335</b>	<b>79 743</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>42 735 \$</b>	<b>28 117 \$</b>

Voir la note 11 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 juin 2014	31 décembre 2013
	(non audité)	
	(en milliers de dollars)	
<b>ACTIF</b>		
<b>Centrales</b>		
Centrales en service	4 644 399 \$	4 467 667 \$
Centrales visées par des contrats de location-acquisition	747 158	637 957
Travaux de construction en cours	169 459	180 485
<b>Total des centrales</b>	<b>5 561 016</b>	<b>5 286 109</b>
Moins dotation à l'amortissement cumulée	(1 913 655)	(1 826 977)
Moins dotation à l'amortissement cumulée des actifs visés par des contrats de location-acquisition	(525 327)	(514 677)
<b>Total des centrales – Montant net</b>	<b>3 122 034</b>	<b>2 944 455</b>
<b>Investissements et autres biens</b>		
Investissements dans des obligations au titre de contrats de location	36 122	36 194
Autres	34 192	33 488
<b>Total des investissements et autres biens</b>	<b>70 314</b>	<b>69 682</b>
<b>Actifs à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	42 735	25 335
Débiteurs – Clients	96 513	80 211
Débiteurs non facturés	56 252	34 369
Provision pour créances douteuses	(4 977)	(4 825)
Débiteurs – Montant à recevoir de sociétés affiliées	2 818	6 064
Matériaux et fournitures	79 409	75 200
Impôts reportés – à court terme	91 585	70 722
Stocks de combustible	43 754	44 027
Actifs réglementaires – à court terme	59 091	42 555
Instruments dérivés	4 289	2 137
Autres	14 864	12 923
<b>Total des actifs à court terme</b>	<b>486 333</b>	<b>388 718</b>
<b>Actifs réglementaires et autres</b>		
Actifs réglementaires – à long terme	152 259	141 030
Instruments dérivés	493	167
Autres actifs	21 093	19 233
<b>Total des actifs réglementaires et autres</b>	<b>173 845</b>	<b>160 430</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>3 852 526 \$</b>	<b>3 563 285 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

(suite)

**TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY**  
**BILANS CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

	30 juin 2014	31 décembre 2013
	(non audité)	
	(en milliers de dollars)	
<b>STRUCTURE DU CAPITAL ET AUTRES PASSIFS</b>		
<b>Structure du capital</b>		
Capitaux propres ordinaires	974 844 \$	925 923 \$
Obligations liées à des contrats de location-acquisition	69 938	131 370
Dette à long terme	1 372 323	1 223 070
<b>Total de la structure du capital</b>	<b>2 417 105</b>	<b>2 280 363</b>
<b>Passifs à court terme</b>		
Obligations à court terme en vertu de contrats de location-acquisition	272 939	186 056
Créditeurs – Fournisseurs	89 162	88 556
Créditeurs – Montant à payer aux sociétés affiliées	5 282	9 153
Impôts et taxes à payer autres que les impôts sur les bénéfices	39 732	34 485
Charges de personnel courues à payer	19 726	24 454
Passifs réglementaires – à court terme	28 075	23 701
Intérêts courus à payer	24 651	22 785
Dépôts de clients	20 906	21 354
Instruments dérivés	4 261	5 531
Autres	13 641	9 244
<b>Total des passifs à court terme</b>	<b>518 375</b>	<b>425 319</b>
<b>Crédits reportés et autres passifs</b>		
Impôts reportés – à long terme	464 983	428 103
Passifs réglementaires – à long terme	283 475	263 270
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	84 724	84 936
Instruments dérivés	4 907	5 161
Autres	78 957	76 133
<b>Total des crédits reportés et autres passifs</b>	<b>917 046</b>	<b>857 603</b>
<b>Engagements, éventualités et questions environnementales (note 6)</b>		
<b>Total de la structure du capital et des autres passifs</b>	<b>3 852 526 \$</b>	<b>3 563 285 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

(Fin)

**TUCSON ELECTRIC POWER COMPANY**  
**ÉTATS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

	Actions ordinaires	Charges au capital social	Bénéfices accumulés (non audité)	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
	(en milliers de dollars)				
<b>Soldes au 31 décembre 2013</b>	<b>888 971 \$</b>	<b>(6 357) \$</b>	<b>49 185 \$</b>	<b>(5 876) \$</b>	<b>925 923 \$</b>
Bénéfice net			47 897		47 897
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices				1 024	1 024
<b>Soldes au 30 juin 2014</b>	<b>888 971 \$</b>	<b>(6 357) \$</b>	<b>97 082 \$</b>	<b>(4 852) \$</b>	<b>974 844 \$</b>

Voir les notes des états financiers consolidés condensés.

## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS**

### **NOTE 1. NATURE DES ACTIVITÉS ET 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 Electric, Inc. (UNS Electric) et UNS Gas, Inc. (UNS Gas) (collectivement, les entreprises de services publics réglementés). 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 2013 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 BILANS D'UNS ENERGY DE LA PÉRIODE PRÉCÉDENTE**

UNS Energy et TEP ont révisé leur bilan au 31 décembre 2013 afin de corriger une erreur de classement des obligations en vertu de contrats de location-acquisition et des impôts sur les bénéfices reportés connexes. Par suite de cette correction, les obligations à court terme en vertu des contrats de location-acquisition ont augmenté de 18 M\$ et les obligations à long terme en vertu des contrats de location-acquisition ont diminué du même montant, et les actifs d'impôts reportés à court terme ont augmenté de 7 M\$ et les passifs d'impôts reportés à long terme ont diminué du même montant. Nous sommes d'avis que cette erreur de classement n'était pas importante pour les états financiers publiés antérieurement.

### **PRISES DE POSITION COMPTABLE RÉCEMMENT ADOPTÉES**

En 2014, nous avons adopté des lignes directrices comptables qui :

- exigent qu'une entité comptabilise et présente dans ses états financiers son obligation découlant d'une entente 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. L'adoption de cette ligne directrice n'a pas eu une incidence importante sur nos informations à fournir, notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie.
- ont une incidence 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. Bien que l'adoption et l'application prospective de cette nouvelle ligne directrice aient eu une incidence sur le classement au bilan de ces éléments, celle-ci n'a pas été importante. En outre, aucun changement n'a été apporté à la présentation de nos résultats d'exploitation ou flux de trésorerie.

### **NOTE 2. PROJET DE FUSION AVEC FORTIS**

Le 11 décembre 2013, UNS Energy a annoncé la conclusion d'une entente et d'un plan de fusion (fusion), sous réserve de l'approbation des actionnaires et des organismes de réglementation concernés, visant son acquisition par Fortis Inc. (Fortis) moyennant 60,25 \$ au comptant par action ordinaire. Après la fusion, UNS Energy continuera d'exercer ses activités à titre de filiale en propriété exclusive de Fortis. Les conseils d'administration de UNS Energy et Fortis ont approuvé la fusion.

Les approbations additionnelles suivantes ont été reçues :

- En mars 2014, les actionnaires de UNS Energy ont approuvé la fusion;
- En avril 2014, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a approuvé la fusion;
- En mai 2014, le Comité pour l'investissement étranger aux États-Unis a terminé l'examen du projet et a déterminé que la fusion ne présentait aucune préoccupation non résolue en matière de sécurité nationale;

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

- En juin 2014, la Federal Trade Commission des États-Unis a accédé à la demande de UNS Energy de mettre fin prématurément à la période d'attente visant la fusion prescrite par la loi *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976*, dans sa version modifiée; et
- En juillet 2014, la Federal Communications Commission a approuvé les demandes visant le transfert du contrôle de la licence de la FCC détenue par UNS Energy dans le cadre de la fusion.

La dernière approbation réglementaire à recevoir pour officialiser la fusion est celle de l'Arizona Corporation Commission (ACC). En mai 2014, UNS Energy, Fortis, le personnel de l'ACC, le Residential Utility Consumer Office et d'autres intervenants prenant part aux formalités de la fusion ont conclu une entente (« entente ») selon laquelle ils conviennent que la fusion concourt à l'intérêt public et en recommandent l'approbation à l'ACC, sous réserve de certaines conditions, dont principalement les suivantes :

- UNS Energy versera une remise totalisant 30 M\$ américains sur cinq ans aux clients de ses filiales de services publics sur le marché de détail, à raison de 10 millions la première année et 5 millions par année subséquente. Les remises seront accordées chaque année d'octobre à mars. Si la fusion est officialisée d'ici la fin septembre 2014, les remises débuteront le 1<sup>er</sup> octobre 2014;
- UNS Energy et les sociétés de services publics réglementées se soumettront à un certain encadrement et se plieront à certaines exigences en matière de gouvernance;
- Les dividendes versés à UNS Energy par les sociétés de services publics réglementées ne peuvent dépasser 60 % du revenu net annuel de chaque société en question durant cinq ans ou jusqu'à ce que les capitaux propres de la société en question atteignent 50 % du total de sa structure de capital (exclusion faite de la survaleur comptabilisée) selon des calculs conformes aux PCGR. Les ratios utilisés pour déterminer les restrictions concernant les dividendes seront calculés pour chaque année civile et communiqués à l'ACC chaque année à compter du 1<sup>er</sup> avril 2016. Les restrictions concernant les dividendes dépendaient de l'obtention des consentements nécessaires des créanciers d'UNS Energy, lesquels ont été obtenus en juin 2014; et
- Fortis injectera des capitaux de 220 M\$ dans les sociétés de services publics réglementées, par le biais de UNS Energy, après l'officialisation de la fusion. Cependant, si la fusion est officialisée après le 30 septembre 2014, les fonds peuvent être injectés dans UNS Energy pour rembourser de la dette.

L'entente doit encore être avalisée par l'ACC, qui peut l'approuver, la refuser ou exiger des modifications. Les audiences devant un juge administratif de l'ACC se sont terminées le 17 juin 2014. L'entente exige que l'ACC publie une ordonnance approuvant l'entente au plus tard le 18 septembre 2014.

L'officialisation de la fusion est aussi assujettie à l'absence de toute injonction ou ordonnance ou toute autre loi interdisant la fusion.

Si l'ACC avale la fusion en septembre 2014 comme l'exigent les parties prenantes à l'entente, nous nous attendons à ce que celle-ci soit officialisée d'ici la fin septembre 2014. Au moment de la réalisation de la fusion, UNS Energy prévoit enregistrer des charges connexes d'environ 19 M\$, y compris les commissions des preneurs fermes, les frais juridiques et les charges devancées au titre de certaines attributions d'actions à titre de rémunération fondée sur des actions. La part des charges liées à la fusion de TEP s'inscrirait à environ 15 M\$. Voir la note 9.

### **NOTE 3. QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES**

L'ACC et la FERC régissent chacune une partie des pratiques comptables et des tarifs des sociétés de services publics réglementées.

L'ACC régit les tarifs facturés aux clients de détail, l'emplacement des installations de production et de transport, l'émission de titres, les transactions avec les sociétés affiliées et d'autres questions réglementaires liées aux services publics. L'ACC adopte aussi d'autres réglementations et politiques qui peuvent avoir une incidence sur les décisions d'affaires et les pratiques comptables. La FERC régit les modalités et les prix des services de transport et des ventes en gros d'électricité. La fusion avec Fortis est conditionnelle à l'approbation de l'ACC. Voir la note 2. De plus, l'acquisition de l'unité 3 de la centrale de Gila River (unité 3 de Gila River) demeure conditionnelle à l'approbation de la FERC. Voir la note 7.

## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)**

### **MÉCANISMES DE RECOUVREMENT DE COÛTS**

#### **Clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible de TEP**

En avril 2014, l'ACC a approuvé un tarif relatif à la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible (CAAEC) pour TEP de 0,1 cent par kWh pour la période allant de mai à septembre 2014 et de 0,5 cent par kWh pour la période allant d'octobre 2014 à mars 2015. Pour la période allant de juillet 2013 à avril 2014, le tarif relatif à la CAAEC pour TEP était un crédit de 0,14 cent par kWh.

En septembre 2011, un feu dans la mine souterraine qui fournit du charbon à la centrale de San Juan (San Juan) a occasionné l'arrêt des activités minières et entraîné une augmentation des coûts de combustible. Selon son ordonnance tarifaire 2013, TEP doit différer des coûts de combustible différentiels de 10 M\$ provenant du recouvrement en vertu de la CAAEC en attendant l'issue de la réclamation d'assurance soumise par San Juan Coal Company et la distribution du produit d'assurance aux participants de San Juan. Au 30 juin 2014, TEP avait reçu un produit du règlement d'assurance de 8 M\$. Le produit contrebalance les coûts différés et est reflété dans nos états des flux de trésorerie à titre d'autres rentrées liées aux activités d'exploitation. TEP s'attend à recouvrer tout coût de combustible restant qui n'aura pas été remboursé par les assurances au moyen de la CAAEC.

#### **Mécanisme de facteur d'ajustement de conformité environnementale de TEP**

L'ordonnance tarifaire 2013 de TEP prévoyait un mécanisme de facteur d'ajustement de conformité environnementale (FACE) permettant de recouvrer le rendement sur l'investissement et le remboursement de placements admissibles afin de se conformer aux normes environnementales exigées par des agences fédérales ou d'autres agences gouvernementales. Le tarif du FACE de 0,0049 cent par kWh est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2014. TEP prévoit comptabiliser des produits tirés du FACE inférieurs à 1 M\$ en 2014.

#### **Facteur d'ajustement applicable aux coûts de transport de UNS Electric**

L'ordonnance tarifaire 2013 de UNS Electric prévoyait un facteur d'ajustement applicable aux coûts de transport (FACT) visant à recouvrer en temps voulu les coûts de transport liés à la prestation de services aux clients de détail. Le tarif du FACT est ajusté chaque année en fonction de l'information déposée auprès de l'ACC au mois de mai. Le tarif du FACT de 0,114 cent par kWh est entré en vigueur en juin 2014.

#### **Facteur d'ajustement des achats de gaz d'UNS Gas**

En novembre 2013, un crédit du facteur d'ajustement des achats de gaz (FAAG) de 10 cents par unité thermique est entré en vigueur pour UNS Gas. Le crédit est venu à échéance en avril 2014.

#### **Normes en matière d'efficacité énergétique**

Les sociétés de services publics réglementées doivent mettre en œuvre des programmes de réduction des coûts en matière de gestion axée sur la demande (GAD) afin de se conformer aux normes en matière d'efficacité énergétique d'ACC. Les normes en matière d'efficacité énergétique prévoient un supplément de facturation pour recouvrer auprès des clients de détail le coût de mise en œuvre des programmes en matière de GAD ainsi qu'une prime liée au rendement. Pour le premier semestre de 2014, TEP a comptabilisé une prime liée au rendement en vertu de la GAD de 2 M\$, laquelle est incluse dans les ventes au détail d'électricité dans les états du résultat de UNS Energy et de TEP.

#### **Mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables**

Le mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables (RCFI) prévoit le recouvrement de certains coûts non liés au combustible qui resteraient irrécupérables en raison des pertes de ventes de kWh au détail découlant de l'application des programmes en matière d'efficacité énergétique et des cibles en matière de production distribuée de l'ACC. Au cours d'une demande distincte de révision des tarifs de 2013, l'ACC a autorisé des RCFI pour TEP et UNS Electric, sous réserve d'un plafond de 1 % du total des produits de détail annuels respectifs de chacune des sociétés.

TEP et UNS Electric ont déposé leur premier rapport sur le RCFI auprès de l'ACC en mai 2014. TEP a demandé un recouvrement d'environ 5 M\$ et UNS Electric, d'environ 1 M\$. Les tarifs du RCFI devraient entrer en vigueur en août 2014 pour TEP et en septembre 2014 pour UNS Electric.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

TEP et UNS Electric ont comptabilisé des produits en vertu du RCFI de respectivement 6 M\$ et 2 M\$ au cours du premier semestre de 2014 relativement aux réductions des ventes de kWh au détail en raison des programmes en matière d'efficacité énergétique et de production distribuée mis en œuvre en 2013 et 2014. Nous comptabilisons les produits en vertu du RCFI lorsqu'ils sont vérifiables, sans égard au moment où est subie la perte de ventes de kWh au détail. Les produits en vertu du RCFI sont compris dans les ventes au détail d'électricité dans les états des résultats.

### NOTE 4. 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 Electric, entreprise de services publics d'électricité
- 3) UNS Gas, entreprise de services publics de distribution de gaz naturel réglementée

Les tableaux suivants présentent les principales données financières de nos secteurs isolables :

	Secteur isolable				Ajustements de rapproche- ment	UNS Energy
	TEP	UNS Electric	UNS Gas	Autres <sup>2</sup>		
	(en millions de dollars)					
<b>Trois mois clos le 30 juin 2014</b>						
Produits d'exploitation – externes	318 \$	47 \$	22 \$	— \$	— \$	387 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels <sup>1</sup>	4	—	1	4	(9)	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	61	6	—	—	—	67
Bénéfice net	39	4	—	(1)	—	42
<b>Trois mois clos le 30 juin 2013</b>						
Produits d'exploitation – externes	300 \$	44 \$	21 \$	— \$	— \$	365 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels <sup>1</sup>	4	—	1	4	(9)	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	32	6	—	—	—	38
Bénéfice net	31	4	—	—	—	35



## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

	Secteur isolable				Ajustements de rapprochemen t	TEP
	TEP	UNS Electric	UNS Gas	Autres <sup>2</sup>		
	(en millions de dollars)					
<b>Six mois clos le 30 juin 2014</b>						
Produits d'exploitation – externes	569 \$	87 \$	64 \$	— \$	— \$	720 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels <sup>1</sup>	8	1	1	8	(18)	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	76	9	8	(1)	—	92
Bénéfice net	48	6	5	(1)	—	58
<b>Six mois clos le 30 juin 2013</b>						
Produits d'exploitation – externes	543 \$	80 \$	73 \$	1 \$	— \$	697 \$
Produits d'exploitation – intersectoriels <sup>1</sup>	9	1	1	8	(19)	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	35	9	13	—	—	57
Bénéfice net	32	6	8	—	—	46

<sup>1)</sup> Les produits d'exploitation – intersectoriels comprennent les coûts communs (systèmes, installations, etc.) répartis entre les sociétés affiliées sur une base de coût causal et comptabilisés à titre de produits d'exploitation par TEP, les ventes d'électricité entre TEP et UNS Electric au prix du marché pour un tiers, la zone de contrôle fournie par TEP à UNS Electric selon le tarif approuvé par la FERC, les ventes de gaz par UNS Gas au prix du marché pour un tiers à des fins d'utilisation par les centrales d'UNS Electric, et les charges liées à la main-d'œuvre supplémentaire (principalement pour les services de lecture de compteurs) fournie aux entreprises de services publics par une société affiliée non réglementée.

<sup>2)</sup> Le secteur Autres comprend les sociétés de portefeuille UNS Energy et UES ainsi que Millennium et UED.

### **NOTE 5. DETTE 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 2013 sur formulaire 10-K.

#### **ENGAGEMENT D'ACHAT EN VERTU DE CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION DES INSTALLATIONS DE MANUTENTION DE CHARBON DE SPRINGERVILLE DE TEP**

En avril 2014, TEP a avisé les propriétaires participants et leurs locataires de sa décision d'acheter leurs participations dans les installations de manutention de charbon de Springerville à un prix d'achat fixe de 120 M\$ à l'échéance du contrat de location en avril 2015. En raison de son engagement d'achat, TEP a comptabilisé, en avril 2014, une augmentation de 109 M\$ au titre des centrales visées par des contrats de location-acquisition et des obligations à court terme en vertu de contrats de location-acquisition dans son bilan, ce qui correspond à la valeur actualisée de l'engagement d'achat total.

TEP a déjà convenu avec Tri-State Generation and Transmission Association, Inc. (Tri-State), locataire de l'unité 3 de Springerville, et Salt River Project Agricultural Improvement and Power District (SRP), propriétaire de l'unité 4 de Springerville, que si les contrats de location des installations de manutention de charbon de Springerville ne sont pas renouvelés, TEP exercera l'option d'achat en vertu de ces contrats. Par suite l'acquisition par TEP, SRP sera obligée d'acquérir une quote-part des installations de manutention de charbon de Springerville auprès de TEP pour un montant d'environ 24 M\$, et Tri-State sera obligée 1) soit d'acquérir une quote-part de ces installations pour un montant d'environ 24 M\$, 2) soit de continuer à verser des paiements à TEP pour l'utilisation de ces installations. SRP et Tri-State n'avaient comptabilisé aucun montant au titre de ces engagements au 30 juin 2014.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

### BILLETS NON GARANTIS ÉMIS PAR TEP EN 2014

En mars 2014, TEP a émis pour 150 M\$ de billets non garantis à 5,0 % venant à échéance en mars 2044. TEP peut racheter les billets avant le 15 septembre 2043, moyennant le versement d'une prime compensatoire et des intérêts courus. Après le 15 septembre 2043, TEP peut racheter les billets à leur valeur nominale majorée des intérêts courus. TEP a affecté environ 90 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. Les billets non garantis limitent le solde d'emprunts garantis de TEP.

### ENTENTE DE CRÉDIT DE TEP

L'entente de crédit de TEP est 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 82 M\$ sur laquelle s'appuyaient les obligations exonérées d'impôts. Au 30 juin 2014, un montant de 184 M\$ était disponible sur la facilité de crédit renouvelable. L'entente de crédit de TEP vient à échéance en novembre 2016. Au 18 juillet 2014, TEP avait un montant de 134 M\$ disponible sur sa facilité de crédit renouvelable.

TEP a fourni, au deuxième trimestre de 2014, une lettre de crédit de 15 M\$ au vendeur de l'unité 3 de Gila River afin de satisfaire à une condition du contrat d'achat. La capacité d'emprunt de TEP aux termes de l'entente de crédit de TEP est ainsi réduite de 15 M\$ million jusqu'à ce que la transaction visant Gila River soit clôturée et que la lettre de crédit vienne à échéance. Voir la note 7.

### CONFORMITÉ AUX CLAUSES RESTRICTIVES

Au 30 juin 2014, nous respectons les modalités de nos emprunts et ententes de crédit.

## NOTE 6. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

### ENGAGEMENTS

Les engagements de UNS Energy représentent les obligations de TEP, de UNS Electric et de UNS Gas. Au 30 juin 2014, nous avons pris les nouveaux engagements à long terme suivants en plus de ceux présentés dans notre rapport annuel de 2013 présenté sur formulaire 10-K :

	Engagements d'achat de UNS Energy						
	2014	2015	2016	2017	2018	Par la suite	Total
	(en millions de dollars)						
Combustible, y compris le transport	— \$	9 \$	9 \$	9 \$	8 \$	8 \$	43 \$
Achats d'électricité	—	23	—	—	—	—	23
Obligations liées à des contrats de location-acquisition <sup>1</sup>	—	120	—	—	—	—	120
<b>Total des engagements d'achat</b>	<b>— \$</b>	<b>152 \$</b>	<b>9 \$</b>	<b>9 \$</b>	<b>8 \$</b>	<b>8 \$</b>	<b>186 \$</b>

TEP a conclu les engagements à long terme suivants :

	Engagements d'achat de TEP						
	2014	2015	2016	2017	2018	Par la suite	Total
	(en millions de dollars)						
Combustible, y compris le transport	— \$	8 \$	8 \$	8 \$	8 \$	8 \$	40 \$
Achats d'électricité	—	15	—	—	—	—	15
Obligations liées à des contrats de location-acquisition <sup>1</sup>	—	120	—	—	—	—	120
<b>Total des engagements d'achat</b>	<b>— \$</b>	<b>143 \$</b>	<b>8 \$</b>	<b>8 \$</b>	<b>8 \$</b>	<b>8 \$</b>	<b>175 \$</b>

<sup>1)</sup> En avril 2014, TEP a pris des engagements d'achat de certains biens loués des installations de manutention de charbon de Springerville. Voir la note 5.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

### ÉVENTUALITÉ POUR UNS ENERGY

En mai 2014, UNS Energy, Fortis, le personnel de l'ACC, le Residential Utility Consumer Office et les autres parties à la transaction de fusion ont conclu une entente selon laquelle les sociétés de services publics réglementées ont convenu, conditionnellement à la réalisation de la fusion, de fournir des remises de facturation aux clients de détail totalisant 30 M\$ sur cinq ans. Voir la note 2.

### ÉVENTUALITÉS DE TEP

#### Projet d'achat d'une centrale alimentée au gaz

En 2013, TEP et UNS Electric ont conclu un contrat d'achat d'une centrale alimentée au gaz. Voir la note 7.

#### 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 règlements ne règlent toutefois pas toutes les réclamations possibles des producteurs de gaz 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, entre 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 recouru à des techniques d'abattage sur paroi haute à ses mines à ciel ouvert avant de lancer l'exploitation de la mine souterraine 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. Les parties ont convenu de suspendre la poursuite jusqu'en août 2014 afin 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 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 a intenté une action contestant la validité de l'avis de cotisation au nom des participants dans 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\$. Le Taxation and Revenue Department du Nouveau-Mexique et APS ont entrepris des négociations en vue d'un règlement en juillet 2014. TEP n'est pas en mesure de prédire le dénouement ni le moment du dénouement de ces questions.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

### 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 approvisionnent 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 pour les trois mines devrait s'élever à 44 M\$ à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2017 et 2031. Le passif au titre de la remise en état (valeur actuelle des obligations futures) comptabilisé s'élevait à 20 M\$ au 30 juin 2014 et à 18 M\$ au 31 décembre 2013.

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, et en recouvrant l'actif réglementaire au moyen de la CAAEC lorsque les coûts de remise en état sont payés aux fournisseurs de charbon.

### Projet de transport abandonné

TEP et UNS Electric ont entrepris un projet de construire conjointement une ligne de transport d'une longueur de 60 milles entre Tucson et Nogales, Arizona, 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 ne poursuivront pas le projet en raison du coût de la ligne de 345 kV proposée, de la difficulté à s'entendre avec le service des forêts des États-Unis 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. TEP and UNS Electric prévoient garder le tracé approuvé sur l'emplacement de la ligne en vue de l'utilisation d'une plus grande partie de la route afin de servir de futurs clients et de répondre à des besoins de fiabilité. 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. En 2012, TEP et UNS Electric ont radié des coûts capitalisés de 5 M\$ dont le recouvrement était jugé improbable et ont comptabilisé un actif réglementaire de 5 M\$ à l'égard du solde dont le recouvrement était jugé probable.

### Garanties de rendement

Les participants de chaque centrale éloignée dans laquelle TEP participe, y compris TEP, ont garanti certaines obligations de rendement des autres participants. Plus précisément, s'il y a défaut de paiement de la part d'un participant, les participants non défaillants ont accepté de prendre en charge une quote-part des charges qui auraient été par ailleurs payables par le participant défaillant. En contrepartie, les participants non défaillants ont le droit de recevoir leur quote-part de la capacité de production des participants défaillants. Au 30 juin 2014, il n'y avait aucun défaut de paiement de la sorte aux termes des ententes entre les centrales éloignées. Les échéances des ententes de participation conjointe de TEP s'échelonnent de 2016 à 2046.

## ÉVENTUALITÉS D'UNS ELECTRIC

### Achat prévu d'une centrale alimentée au gaz

En 2013, TEP et UNS Electric ont conclu un contrat d'achat d'une centrale alimentée au gaz. Voir la note 7.

## QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

### Réglementation environnementale

L'Agence de protection de l'environnement (EPA) des États-Unis limite la quantité de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), d'oxyde d'azote (NO<sub>x</sub>), 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 fédérales et étatiques en matière d'environnement, de règlements et d'exigences en matière de permis pour ses centrales. 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.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

### Exigences relatives aux polluants atmosphériques dangereux

En février 2012, l'EPA a émis les règles définitives qui imposent des limites pour l'émission de mercure et d'autres polluants atmosphériques dangereux par les centrales électriques. Selon les règles Mercury and Air Toxics (MATS) définitives de l'EPA, de l'équipement de contrôle des émissions supplémentaire sera nécessaire d'ici avril 2015. TEP a reçu une prolongation jusqu'en avril 2016 pour se conformer aux règles MATS à Springerville. L'exploitant de Navajo a aussi reçu une prolongation jusqu'en avril 2016. La quote-part de TEP des coûts estimatifs nécessaires pour se conformer aux règles MATS comprend ce qui suit :

#### Coûts estimatifs de contrôle des émissions de mercure :

	<u>Navajo</u>	<u>Four Corners</u>	<u>Springerville<sup>1</sup></u>
	(en millions de dollars)		
Dépenses en immobilisations	1 \$	1 \$	5 \$
Charges d'exploitation et d'entretien annuelles	1	1	1

- <sup>1)</sup> Le total des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation et d'entretien annuelles représente le montant pour les unités 1 et 2 de Springerville, les coûts estimatifs étant divisés équitablement entre les deux unités. TEP détiendra 49,5 % de l'unité 1 de Springerville à la clôture des opérations d'acquisition sur option, en janvier 2015. Une fois ces opérations d'acquisition effectuées, les détenteurs tiers seront responsables de 50,5 % des coûts environnementaux attribuables à l'unité 1 de Springerville. TEP demeurera responsable de la totalité des coûts environnementaux attribuables à l'unité 2 de Springerville.

TEP croit que les contrôles des émissions actuels de Sundt et San Juan satisferont aux règles MATS de l'EPA.

### 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 dans les parcs nationaux et les aires de nature sauvage. Les règlements demandent que chaque État établisse des objectifs et des stratégies en matière de réduction des émissions afin d'améliorer la visibilité. 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.

Dans l'ouest des États-Unis, les mesures relatives à la meilleure technologie disponible contre la brume sèche ont mis l'accent sur les contrôles d'oxyde d'azote, ce qui se traduit souvent par l'obligation d'installer un système de réduction catalytique sélective. 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. 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, parce que les règlements relatifs à la meilleure technologie disponible ne s'appliquent qu'aux centrales construites avant Springerville. TEP n'est pas en mesure de prédire le dénouement de ces questions.

Les coûts estimatifs de TEP associés au respect de ces règlements sont les suivants :

#### Coûts estimatifs de contrôle des émissions d'oxyde d'azote :

	<u>Navajo<sup>1</sup></u>	<u>San Juan<sup>2</sup></u>	<u>Four Corners<sup>3</sup></u>	<u>Sundt<sup>4</sup></u>
	(en millions de dollars)			
Dépenses en immobilisations	42 \$	35 \$	35 \$	12 \$
Charges d'exploitation et d'entretien annuelles	1	1	2	5-6

- <sup>1)</sup> L'EPA envisage un programme de mesures supérieures aux mesures relatives à la meilleure technologie disponible dans lequel : une unité à Navajo cessera ses activités d'ici 2020; un système de réduction catalytique sélective (ou un équivalent) sera installé aux deux unités restantes d'ici 2030; la production traditionnelle au charbon cessera d'ici décembre 2044. TEP s'attend à ce que l'EPA prenne une décision en 2014. De plus, l'installation du système pourrait augmenter les particules, ce qui pourrait nécessiter la construction d'installations de dépoussiérage. TEP détient une participation de 7,5 % dans Navajo. La quote-part de TEP du coût en capital des installations de dépoussiérage en plus des coûts du système de réduction catalytique sélective prise en compte dans le tableau ci-dessus s'élève à environ 43 M\$, incluant les charges d'exploitation et d'entretien des installations de dépoussiérage qui devraient être inférieures à 1 M\$ par année.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

- 2) Le plan fédéral de mise en œuvre pour San Juan exige des systèmes de réduction catalytique sélective pour lesquels TEP estime que sa quote-part des coûts en capital s'élèvera à un montant de 180 M\$ à 200 M\$, les charges d'exploitation et d'entretien annuelles s'établissant à 6 M\$. Dans le cas d'une proposition de remplacement, Public Service Company of New Mexico (PNM), l'État du Nouveau-Mexique et l'EPA ont signé une entente non exécutoire aux termes de laquelle PNM accepte de fermer les unités 2 et 3 d'ici décembre 2017 et d'installer un système de réduction non catalytique sélective aux unités 1 et 4 d'ici janvier 2016 ou plus tard, selon le moment de l'approbation de l'EPA. Les coûts estimatifs du système de réduction non catalytique sélective sont pris en compte dans le tableau ci-dessus. L'État du Nouveau-Mexique a présenté son projet à l'EPA et celle-ci a proposé d'approuver le plan de remplacement de l'État, qui remplacerait le plan fédéral de mise en œuvre existant. TEP croit que l'EPA prendra une décision finale en 2014. TEP détient une participation de 50 % dans l'unité 2 de San Juan. Au 30 juin 2014, la valeur comptable nette de la quote-part de TEP dans l'unité 2 de San Juan se chiffrait à 112 M\$. Si l'unité 2 est mise hors service plus tôt que prévu, TEP prévoit 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.
- 3) En décembre 2013, APS, au nom des copropriétaires de Four Corners, a annoncé à l'EPA qu'elle avait choisi une autre stratégie de conformité aux mesures relatives à la meilleure technologie disponible. Par conséquent, APS a fermé les unités 1, 2 et 3 en décembre 2013 et a accepté d'installer un système de réduction catalytique sélective aux unités 4 et 5 d'ici juillet 2018. TEP détient une participation de 7 % dans les unités 4 et 5 de Four Corners.
- 4) En juin 2014, l'EPA a émis une règle finale qui nécessiterait que TEP i) installe un système de réduction non catalytique sélective et un système d'injection de sorbant sec à l'unité 4 d'ici le milieu de 2017 ou ii) élimine l'utilisation de charbon d'ici la fin de 2017 comme meilleure solution de mesures supérieures aux mesures relatives à la meilleure technologie disponible. TEP doit informer l'EPA de sa décision d'ici mars 2017. Au 30 juin 2014, la valeur comptable nette des installations de manutention de charbon de Sundt s'élevait à 27 M\$. Si les installations de manutention de charbon sont mises hors service plus tôt que prévu, TEP prévoit déposer devant l'ACC une demande visant à recouvrer, sur une période de temps raisonnable, tous les coûts résiduels associés aux installations de manutention du charbon.

### **NOTE 7. ACHAT PRÉVU D'UNE CENTRALE ALIMENTÉE AU GAZ**

En décembre 2013, TEP et UNS Electric ont conclu, avec une filiale d'Entegra, un contrat d'achat visant l'unité 3 de la rivière Gila pour 219 M\$, sous réserve de certains ajustements de clôture. L'unité 3 de la rivière Gila, unité à cycle combiné alimentée au gaz d'une capacité nominale de 550 MW, est située à Gila Bend, en Arizona. TEP prévoit acheter une participation indivise de 75 % dans l'unité 3 de la rivière Gila (413 MW) pour environ 164 M\$ et UNS Electric prévoit acheter la participation indivise restante de 25 % (137 MW) pour environ 55 M\$. TEP et UNS Electric prévoient clôturer l'opération en décembre 2014, sous réserve de l'approbation de la FERC et d'autres conditions de clôture.

En décembre 2013, UNS Electric a déposé une demande d'ordonnance comptable auprès de l'ACC visant l'autorisation, pour UNS Electric, de reporter le recouvrement futur des coûts d'exploitation spécifiques non liés au combustible associés à l'unité 3 de la rivière Gila. La demande est toujours en instance devant l'ACC.

En juin 2014, TEP a fourni une lettre de crédit de 15 M\$ au vendeur de l'unité 3 de la rivière Gila afin de satisfaire à l'une des conditions du contrat d'achat. Le vendeur peut exercer ses droits aux termes de la lettre de crédit et utiliser le montant à titre de dommages-intérêts s'il a valablement résilié le contrat d'achat par suite de fausses déclarations par TEP et UNS Electric ou si TEP et UNS Electric ne concluent par l'opération une fois les conditions de clôture remplies. À la clôture de l'opération, la lettre de crédit sera annulée.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

### NOTE 8. 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	
	Trois mois clos les 30 juin			
	2014	2013	2014	2013
	(en millions de dollars)			
Coût des services rendus	2 \$	3 \$	1 \$	1 \$
Intérêts débiteurs	5	4	—	1
Rendement prévu des actifs des régimes	(5)	(5)	—	—
Amortissement des pertes actuarielles	1	2	—	—
<b>Coût net périodique des prestations</b>	<b>3 \$</b>	<b>4 \$</b>	<b>1 \$</b>	<b>2 \$</b>

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	Six mois clos les 30 juin			
	2014	2013	2014	2013
	(en millions de dollars)			
Coût des services rendus	5 \$	6 \$	2 \$	2 \$
Intérêts débiteurs	9	8	1	1
Rendement prévu des actifs des régimes	(11)	(10)	—	—
Amortissement des pertes actuarielles	2	4	—	—
<b>Coût net périodique des prestations</b>	<b>5 \$</b>	<b>8 \$</b>	<b>3 \$</b>	<b>3 \$</b>

### NOTE 9. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

#### UNITÉS D' ACTIONS TEMPORAIREMENT INCESSIBLES

En mai 2014, le comité de rémunération d'UNS Energy (comité de rémunération) a attribué 7 486 unités d'actions temporairement incessibles à des administrateurs externes à la juste valeur à la date d'attribution, fondée sur le cours de clôture de l'action à la date d'attribution, soit 60,11 \$ 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. Nous émettons des actions ordinaires d'UNS Energy (« actions ordinaires ») liées aux droits acquis rattachés aux unités d'actions temporairement incessibles au moment choisi par chaque administrateur externe en fonction de certaines exigences d'admissibilité. Les unités d'actions temporairement incessibles donnent droit à des équivalents de dividendes au cours de la période d'acquisition des droits et par la suite, lesquels sont versés en actions ordinaires, au même moment que les unités d'actions temporairement incessibles auxquels ils se rapportent.

En février 2014, le comité de rémunération d'UNS Energy a attribué 16 910 unités d'actions temporairement incessibles à certains membres de la direction à la juste valeur à la date d'attribution, fondée sur le cours de clôture de l'action à la date d'attribution, soit 60,39 \$ l'action. Les droits rattachés aux unités d'actions temporairement incessibles 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.

## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)**

### **ATTRIBUTIONS D' ACTIONS FONDÉES SUR LE RENDEMENT**

En février 2014, le comité de rémunération d'UNS Energy a attribué 33 820 actions fondées sur le rendement à certains membres de la direction. La juste valeur à la date d'attribution de la moitié des attributions d'actions fondées sur le rendement, fondée sur une simulation Monte-Carlo, était de 57,47 \$ l'action. Ces attributions seront réglées sous forme d'actions ordinaires en fonction d'une comparaison entre le rendement total annualisé composé des capitaux propres d'UNS Energy et celui des sociétés faisant partie de l'indice des sociétés de services publics de l'Edison Electric Institute pour la période de rendement de trois ans se terminant le 31 décembre 2016. 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 clôture de l'action à la date d'attribution, s'élevait à 60,39 \$ l'action et sera réglée sous forme d'actions ordinaires en fonction du bénéfice net cumulé pour la période de rendement de trois ans se terminant le 31 décembre 2016. 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 attributions d'actions fondées sur le rendement s'acquiert en fonction de l'atteinte de ces objectifs avant la fin de la période de rendement de trois ans. Toute attribution dont les droits n'auront pas été acquis sera confisquée. Les attributions d'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 moins de 1 M\$ pour les périodes de trois mois closes les 30 juin 2014 et 2013. Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, UNS Energy a comptabilisé une charge de rémunération fondée sur des actions de 2 M\$, dont un montant de 1 M\$ provenait de TEP. Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, UNS Energy et TEP ont comptabilisé une charge au titre de la rémunération fondée sur des actions de 1 M\$.

Au 30 juin 2014, le coût total non comptabilisé de la rémunération fondée sur des actions dont les droits n'étaient pas acquis s'élevait à 5 M\$, dont une tranche de 4 M\$ se rapportait à TEP, lequel montant sera comptabilisé à titre de charge de rémunération au cours des périodes d'acquisition des droits restantes jusqu'en février 2017. La conclusion de la fusion occasionnerait une accélération de l'acquisition des droits et de la comptabilisation de la charge pour ces attributions. Voir la note 2. Au 30 juin 2014, moins de 0,5 million d'actions ont été attribuées, mais n'ont pas été émises, y compris des actions fondées sur le rendement cible, en vertu des régimes de rémunération fondés sur des actions.



## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

### NOTE 10. 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 ou de la conversion en actions ordinaires d'options sur actions en cours ou d'attributions d'actions à titre de rémunération à base d'actions. Nous excluons du calcul du résultat dilué par action les actions dont l'émission est conditionnelle qui auraient un effet antidilutif.

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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
	(en milliers de dollars)			
<b>Numérateur : Bénéfice net</b>	42 354 \$	34 618 \$	57 829 \$	45 963 \$
	(en milliers d'actions)			
<b>Dénominateur :</b>				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation :				
Actions ordinaires émises	41 659	41 427	41 639	41 404
Unités d'actions différées dont les droits sont entièrement acquis	122	171	120	165
<b>Nombre moyen pondéré total d'actions ordinaires en circulation – de base</b>	41 781	41 598	41 759	41 569
Incidence des titres dilutifs :				
Options et actions pouvant être émises en vertu de régimes de rémunération à base d'actions	364	323	356	329
<b>Nombre total moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué</b>	42 145	41 921	42 115	41 898

Pour les six mois clos le 30 juin 2013, nous avons exclu du calcul du résultat dilué par action 12 000 actions dont l'émission est conditionnelle, car elles pourraient avoir un effet antidilutif.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

**NOTE 11. 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	
	Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013
	(en milliers de dollars)	
<b>Bénéfice net</b>	57 829 \$	45 963 \$
<b>Ajustements apportés pour rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation</b>		
Amortissement des immobilisations corporelles	78 644	72 970
Amortissement des immobilisations incorporelles	12 631	16 408
Amortissement inclus dans les charges de combustible et les charges d'exploitation et d'entretien	3 977	3 516
Amortissement des coûts reportés liés à la dette inclus dans les intérêts débiteurs	1 584	1 515
Provision pour les créances irrécouvrables	1 194	936
Utilisation des crédits d'énergie renouvelable aux fins de conformité	11 313	8 106
Impôts reportés	36 320	36 644
Ajustement sur la base des crédits d'impôt à l'investissement – Augmentation du poste Actifs réglementaires	—	(11 039)
Charge au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	7 884	11 391
Financement des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(5 974)	(8 924)
Charge au titre de la rémunération à base d'actions	1 859	1 390
Composante des capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction	(4 038)	(2 463)
Produits en vertu du RCFI	(7 654)	—
Diminution afin de rendre compte du recouvrement de la CAAEC et du FAAG	(21 437)	(3 294)
Réduction de la CAAEC – Ordonnance tarifaire 2013 de TEP	—	3 000
Variations des actifs et des passifs qui ont généré (utilisé)		
Trésorerie, compte non tenu des variations présentées séparément		
Débiteurs	(22 766)	(20 706)
Matériaux et stocks de combustible	(4 413)	8 777
Créditeurs	(5 875)	(9 576)
Impôts sur les bénéfices	(88)	(15 980)
Intérêts courus à payer	1 305	(6 885)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	3 721	490
Autres	(8 259)	15 413
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation</b>	<b>137 757 \$</b>	<b>147 652 \$</b>

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

	TEP	
	Six mois clos les 30 juin	
	2014	2013
	(en milliers de dollars)	
<b>Bénéfice net</b>	47 897 \$	32 266 \$
<b>Ajustements apportés pour rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation</b>		
Amortissement des immobilisations corporelles	61 891	57 418
Amortissement des immobilisations incorporelles	14 476	18 275
Amortissement inclus dans les charges de combustible et les charges d'exploitation et d'entretien	3 406	2 987
Amortissement des coûts reportés liés à la dette inclus dans les intérêts débiteurs	1 285	1 216
Provision pour les créances irrécouvrables	833	711
Utilisation des crédits d'énergie renouvelable aux fins de conformité	9 884	7 414
Impôts reportés	29 641	24 883
Ajustement sur la base des crédits d'impôt à l'investissement – Augmentation du poste Actifs réglementaires	—	(10 751)
Charge au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	6 824	9 939
Financement des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(5 522)	(8 493)
Charge au titre de la rémunération à base d'actions	1 496	1 108
Composante des capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction	(3 524)	(1 763)
Produits en vertu du RCFI	(6 121)	—
Augmentation (diminution) afin de rendre compte du recouvrement de la CAAEC et du FAAG	(14 791)	2 914
Réduction de la CAAEC – Ordonnance tarifaire 2013 de TEP	—	3 000
Variations des actifs et des passifs qui ont généré (utilisé)		
Trésorerie, compte non tenu des variations présentées séparément		
Débiteurs	(35 498)	(30 452)
Matériaux et stocks de combustible	(3 936)	8 923
Créditeurs	6 019	(11)
Impôts sur les bénéfices	(6)	(10 798)
Intérêts courus à payer	1 320	(6 886)
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	5 247	2 295
Autres	(7 779)	11 347
<b>Flux de trésorerie nets – Activités d'exploitation</b>	<b>113 042 \$</b>	<b>115 542 \$</b>

### TRANSACTIONS HORS TRÉSORERIE

En avril 2014, TEP a comptabilisé des hausses de 109 M\$ relatives aux centrales faisant l'objet de contrats de location-acquisition et aux obligations à court terme en vertu de contrats de location-acquisition en raison de l'engagement de TEP de faire l'acquisition de participations dans des contrats de location en avril 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.

### NOTE 12. 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. Les transferts entre les niveaux sont comptabilisés à la fin de la période de présentation. Nous n'avons effectué aucun transfert au cours des périodes présentées.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

INSTRUMENTS FINANCIERS ÉVALUÉS À LA JUSTE VALEUR SUR UNE BASE RÉCURRENTTE

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.

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 <sup>5</sup>	Montant net	
<b>30 juin 2014</b>						
(en millions de dollars)						
<b>Actif</b>						
Équivalents de trésorerie <sup>1</sup>	13 \$	13 \$	— \$	— \$	— \$	13 \$
Trésorerie soumise à restrictions <sup>1</sup>	2	2	—	—	—	2
Placements de la fiducie Rabbi <sup>2</sup>	23	—	23	—	—	23
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	11	—	5	6	(3)	8
<b>Total de l'actif</b>	<b>49</b>	<b>15</b>	<b>28</b>	<b>6</b>	<b>(3)</b>	<b>46</b>
<b>Passif</b>						
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	(5)	—	(1)	(4)	3	(2)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie <sup>3</sup>	(1)	—	—	(1)	—	(1)
Swaps de taux d'intérêt <sup>4</sup>	(6)	—	(6)	—	—	(6)
<b>Total du passif</b>	<b>(12)</b>	<b>—</b>	<b>(7)</b>	<b>(5)</b>	<b>3</b>	<b>(9)</b>
<b>Total de l'actif (passif), montant net</b>	<b>37 \$</b>	<b>15 \$</b>	<b>21 \$</b>	<b>1 \$</b>	<b>— \$</b>	<b>37 \$</b>

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 <sup>5</sup>	Montant net	
<b>31 décembre 2013</b>						
(en millions de dollars)						
<b>Actif</b>						
Équivalents de trésorerie <sup>1</sup>	14 \$	14 \$	— \$	— \$	— \$	14 \$
Trésorerie soumise à restrictions <sup>1</sup>	2	2	—	—	—	2
Placements de la fiducie Rabbi <sup>2</sup>	22	—	22	—	—	22
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	7	—	3	4	(5)	2
<b>Total de l'actif</b>	<b>45</b>	<b>16</b>	<b>25</b>	<b>4</b>	<b>(5)</b>	<b>40</b>
<b>Passif</b>						
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	(7)	—	(2)	(5)	5	(2)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie <sup>3</sup>	(1)	—	—	(1)	—	(1)
Swaps de taux d'intérêt <sup>4</sup>	(7)	—	(7)	—	—	(7)
<b>Total du passif</b>	<b>(15)</b>	<b>—</b>	<b>(9)</b>	<b>(6)</b>	<b>5</b>	<b>(10)</b>
<b>Total de l'actif (passif), montant net</b>	<b>30 \$</b>	<b>16 \$</b>	<b>16 \$</b>	<b>(2) \$</b>	<b>— \$</b>	<b>30 \$</b>

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

	TEP					Montant net
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Compensation de soldes de contreparties à l'égard de contrats d'énergie présentés au brut aux bilans <sup>5</sup>	
<b>30 juin 2014</b>						
(en millions de dollars)						
<b>Actif</b>						
Équivalents de trésorerie <sup>1</sup>	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$
Trésorerie soumise à restrictions <sup>1</sup>	2	2	—	—	—	2
Placements de la fiducie Rabbi <sup>2</sup>	23	—	23	—	—	23
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	5	—	2	3	(2)	3
<b>Total de l'actif</b>	<b>30</b>	<b>2</b>	<b>25</b>	<b>3</b>	<b>(2)</b>	<b>28</b>
<b>Passif</b>						
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	(3)	—	(1)	(2)	2	(1)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie <sup>3</sup>	(1)	—	—	(1)	—	(1)
Swaps de taux d'intérêt <sup>4</sup>	(6)	—	(6)	—	—	(6)
<b>Total du passif</b>	<b>(10)</b>	<b>—</b>	<b>(7)</b>	<b>(3)</b>	<b>2</b>	<b>(8)</b>
<b>Total de l'actif (passif), montant net</b>	<b>20 \$</b>	<b>2 \$</b>	<b>18 \$</b>	<b>— \$</b>	<b>— \$</b>	<b>20 \$</b>

	TEP					Montant net
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Compensation de soldes de contreparties à l'égard de contrats d'énergie présentés au brut aux bilans <sup>5</sup>	
<b>31 décembre 2013</b>						
(en millions de dollars)						
<b>Actif</b>						
Équivalents de trésorerie <sup>1</sup>	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$
Trésorerie soumise à restrictions <sup>1</sup>	2	2	—	—	—	2
Placements de la fiducie Rabbi <sup>2</sup>	22	—	22	—	—	22
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	2	—	1	1	(1)	1
<b>Total de l'actif</b>	<b>26</b>	<b>2</b>	<b>23</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>25</b>
<b>Passif</b>						
Contrats d'énergie – recouvrement réglementaire <sup>3</sup>	(2)	—	—	(2)	1	(1)
Contrats d'énergie – couverture de flux de trésorerie <sup>3</sup>	(1)	—	—	(1)	—	(1)
Swaps de taux d'intérêt <sup>4</sup>	(7)	—	(7)	—	—	(7)
<b>Total du passif</b>	<b>(10)</b>	<b>—</b>	<b>(7)</b>	<b>(3)</b>	<b>1</b>	<b>(9)</b>
<b>Total de l'actif (passif), montant net</b>	<b>16 \$</b>	<b>2 \$</b>	<b>16 \$</b>	<b>(2) \$</b>	<b>— \$</b>	<b>16 \$</b>

<sup>1</sup>) 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.

<sup>2</sup>) 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.

<sup>3</sup>) Les contrats d'énergie comprennent des contrats de swaps sur le gaz (niveau 2), des options sur l'électricité (niveau 2), des options sur le gaz (niveau 3) et des contrats d'achat et de vente d'électricité à terme (niveau 3) conclus afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie. Les techniques d'évaluation sont décrites ci-après.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

- 4) Les swaps de taux d'intérêt sont évalués en fonction de l'indice taux interbancaire offert à Londres (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.

### INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Nous concluons de nombreux contrats de dérivés et de non-dérivés afin de réduire notre exposition au risque lié au prix de l'énergie relativement à nos besoins en gaz naturel et à nos besoins d'achat d'électricité. 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.

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. Au premier semestre de 2013, nous avons également utilisé ce modèle d'évaluation pour évaluer nos options sur l'électricité.

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 courbes des cours 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 de taux d'intérêt 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 d'achat d'électricité 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 14. La perte qui devrait être reclassée dans les bénéfices au cours des douze prochains mois est estimée à 3 M\$ pour UNS Energy et TEP.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

### 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	
	2014	Trois mois clos les 30 juin		2013
		2013	2014	
	(en millions de dollars)			
Gain (perte) net(te) latent(e) comptabilisé(e) dans les actifs/passifs réglementaires	1 \$	(9) \$	2 \$	(3) \$

	UNS Energy		TEP	
	2014	Six mois clos les 30 juin		2013
		2013	2014	
	(en millions de dollars)			
Gain (perte) net(te) latent(e) comptabilisé(e) dans les actifs/passifs réglementaires	5 \$	— \$	2 \$	(1) \$

Les gains et pertes réalisés sur des contrats réglés sont entièrement recouvrables au moyen de la CAAEC ou du FAAG. Au 30 juin 2014, UNS Energy et TEP détenaient des contrats d'énergie qui seront réglés d'ici le deuxième trimestre de 2017.

### Volumes touchés par les dérivés

Les volumes liés à nos contrats d'énergie se présentaient comme suit :

	UNS Energy		TEP	
	30 juin 2014	31 décembre 2013	30 juin 2014	31 décembre 2013
GWh des contrats d'électricité	1 933	1 583	976	779
GBTU des contrats de gaz	63 546	33 371	27 176	9 615

### 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 juin 2014			
		Actif	Passif		
		(en millions de dollars)			
<b>Contrats à terme<sup>1</sup></b>	Approche par le marché	4 \$	(4) \$	Prix du marché par MWh	23,90 \$ - 57,90 \$
<b>Contrats d'options<sup>2</sup></b>	Modèle d'évaluation des options	2	(1)	Prix du marché par MBTU	3,87 \$ - 4,57 \$
				Volatilité des prix du gaz	21,01 % - 32,10 %
<b>Contrats d'énergie de niveau 3</b>		<u>6 \$</u>	<u>(5) \$</u>		

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

	Approche d'évaluation	Juste valeur au 31 décembre 2013		Données non observables	Fourchette des données non observables
		Actif	Passif		
		(en millions de dollars)			
<b>Contrats à terme<sup>3</sup></b>	Approche par le marché	1 \$	(4) \$	Prix du marché par MWh	26,54 \$ - 51,75 \$
<b>Contrats d'options<sup>4</sup></b>	Modèle d'évaluation des options	3	(2)	Prix du marché par MBTU Volatilité des prix du gaz	3,87 \$ - 4,32 \$ 25,05 % - 35,07 %
<b>Contrats d'énergie de niveau 3</b>		<u>4 \$</u>	<u>(6) \$</u>		

- 1) TEP détient des actifs de contrats à terme d'un montant de 2 M\$ et des passifs de contrats à terme d'un montant de 2 M\$ au 30 juin 2014.
- 2) TEP détient des actifs de contrats d'options d'un montant de 1 M\$ et des passifs de contrats d'options d'un montant de 1 M\$ au 30 juin 2014.
- 3) 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 3 M\$ au 31 décembre 2013.
- 4) TEP détient des actifs de contrats d'options de moins de 1 M\$ au 31 décembre 2013.

La modification d'une ou de plusieurs données non observables pourrait avoir une incidence importante sur l'évaluation de la juste valeur, selon l'ampleur et l'orientation du changement de chaque donnée. L'incidence des variations de la juste valeur, y compris la modification de données non observables, est assujettie au recouvrement ou au remboursement, au moyen des mécanismes de la CAAEC ou du FAAG, et est comptabilisée en tant qu'actif ou passif réglementaire, 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.

	UNS Energy	TEP
	<b>Trois mois clos les 30 juin 2014</b>	
	(en millions de dollars)	
<b>Soldes au 31 mars 2014</b>	— \$	(2) \$
Gains/(pertes) réalisé(e)s/latent(e)s comptabilisé(e)s dans :		
Actifs/passifs réglementaires nets – Instruments dérivés	3	2
Règlements	(2)	—
<b>Soldes au 30 juin 2014</b>	<u>1 \$</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>3 \$</u>	<u>3 \$</u>
	<b>Six mois clos les 30 juin 2014</b>	
	(en millions de dollars)	
<b>Soldes au 31 décembre 2013</b>	(2) \$	(2) \$
Gains/(pertes) réalisé(e)s/latent(e)s comptabilisé(e)s dans :		
Actifs/passifs réglementaires nets – Instruments dérivés	5	1
Règlements	(2)	1
<b>Soldes au 30 juin 2014</b>	<u>1 \$</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>2 \$</u>	<u>1 \$</u>



## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

	UNS Energy	TEP
	Trois mois clos les 30 juin 2013	
	(en millions de dollars)	
<b>Soldes au 31 mars 2013</b>	(3) \$	(1) \$
Gains/(pertes) réalisé(e)s/latent(e)s comptabilisé(e)s dans :		
Actifs/passifs réglementaires nets – Instruments dérivés	(2)	—
Règlements	—	—
<b>Soldes au 30 juin 2013</b>	<u>(5) \$</u>	<u>(1) \$</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>(4) \$</u>	<u>— \$</u>
	UNS Energy	TEP
	Six mois clos les 30 juin 2013	
	(en millions de dollars)	
<b>Soldes au 31 décembre 2012</b>	(5) \$	— \$
Gains/(pertes) réalisé(e)s/latent(e)s comptabilisé(e)s dans :		
Actifs/passifs réglementaires nets – Instruments dérivés	(2)	(1)
Règlements	2	—
<b>Soldes au 30 juin 2013</b>	<u>(5) \$</u>	<u>(1) \$</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>(3) \$</u>	<u>(1) \$</u>

### 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 à la juste valeur.

Nous sommes parties à 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 les entreprises de services publics réglementés, 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.

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.

En cas de variations défavorables importantes, les conditions liées au risque de crédit pourraient ne pas être respectées. Au 30 juin 2014, 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, y compris les contrats conclus aux termes de l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales, s'établissait à 25 M\$ pour UNS Energy et à 19 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 25 M\$ pour UNS Energy et à 19 M\$ pour TEP.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

### 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 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 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 juin 2014		31 décembre 2013		
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	
(en millions de dollars)					
<b>Actif :</b>					
Investissement de TEP dans des participations au titre de contrats de location	Niveau 3	36 \$	25 \$	36 \$	25 \$
<b>Passif :</b>					
Dette à long terme					
UNS Energy	Niveau 2	1 677 \$	1 771 \$	1 507 \$	1 521 \$
TEP	Niveau 2	1 372	1 435	1 223	1 214

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

### NOTE 13. 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	
	Trois mois clos les 30 juin			
	2014	2013	2014	2013
	(en millions de dollars)			
<b>Charge d'impôts fédéraux au taux prévu par la loi</b>	24 \$	14 \$	22 \$	12 \$
Charge d'impôts d'États, déduction faite de la déduction d'impôts fédéraux	3	2	3	2
Crédits d'impôts fédéraux et d'États	(2)	—	(2)	—
Ajustement sur la base des crédits d'impôt à l'investissement – Actif réglementaire nouvellement créé	—	(11)	—	(11)
Autres	—	(1)	—	(1)
<b>Total des charges d'impôts fédéraux et d'États</b>	<b>25 \$</b>	<b>4 \$</b>	<b>23 \$</b>	<b>2 \$</b>

	UNS Energy		TEP	
	Six mois clos les 30 juin			
	2014	2013	2014	2013
	(en millions de dollars)			
<b>Charge d'impôts fédéraux au taux prévu par la loi</b>	32 \$	20 \$	27 \$	12 \$
Charge d'impôts d'États, déduction faite de la déduction d'impôts fédéraux	4	3	3	2
Crédits d'impôts fédéraux et d'États	(2)	—	(2)	—
Ajustement sur la base des crédits d'impôt à l'investissement – Actif réglementaire nouvellement créé	—	(11)	—	(11)
Autres	1	(1)	—	—
<b>Total des charges d'impôts fédéraux et d'États</b>	<b>35 \$</b>	<b>11 \$</b>	<b>28 \$</b>	<b>3 \$</b>

#### **Ajustement sur la base des crédits d'impôt à l'investissement**

Les actifs d'énergie renouvelable sont admissibles aux crédits d'impôt à l'investissement. Nous réduisons la valeur fiscale de ces actifs admissibles de la moitié des crédits d'impôt 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.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)

**NOTE 14. RECLASSEMENTS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU PAR COMPOSANTE**

Les reclassements 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	UNS Energy		Postes de l'état des résultats touchés par les reclassements
	Montants reclassés des autres éléments du résultat étendu		
	Trois mois clos les 30 juin		
	2014	2013	
	(en milliers de dollars)		
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie			
Swaps de taux d'intérêt – dette	(349) \$	(346) \$	Intérêts débiteurs sur la dette à long terme
Swaps de taux d'intérêt – contrats de location-acquisition	(602)	(604)	Intérêts débiteurs sur les contrats de location-acquisition
Contrats de marchandises	(143)	(191)	Achats d'énergie/d'électricité
Économies d'impôts	430	451	
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	(664)	(690)	
Amortissement du RRSD			
Coût des services passés et perte nette	(40)	(111)	Exploitation et entretien
Économies d'impôts	15	43	
Amortissement, déduction faite des impôts	(25)	(68)	
Total des reclassements des autres éléments du résultat étendu pour la période	(689) \$	(758) \$	

Renseignements sur les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu	UNS Energy		Postes de l'état des résultats touchés par les reclassements
	Montants reclassés des autres éléments du résultat étendu		
	Six mois clos les 30 juin		
	2014	2013	
	(en milliers de dollars)		
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie			
Swaps de taux d'intérêt – dette	(702) \$	(676) \$	Intérêts débiteurs sur la dette à long terme
Swaps de taux d'intérêt – contrats de location-acquisition	(1 198)	(1 208)	Intérêts débiteurs sur les contrats de location-acquisition
Contrats de marchandises	(143)	(191)	Achats d'énergie/d'électricité
Économies d'impôts	734	820	
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	(1 309)	(1 255)	
Amortissement du RRSD			
Coût des services passés et perte nette	(79)	(222)	Exploitation et entretien
Économies d'impôts	30	85	
Amortissement, déduction faite des impôts	(49)	(137)	
Total des reclassements des autres éléments du résultat étendu pour la période	(1 358) \$	(1 392) \$	

**NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)**

TEP			
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
	Trois mois clos les 30 juin		
	2014	2013	
	(en milliers de dollars)		
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie			
Swaps de taux d'intérêt – dette	(293) \$	(293) \$	Intérêts débiteurs sur la dette à long terme
Swaps de taux d'intérêt – contrats de location-acquisition	(602)	(604)	Intérêts débiteurs sur les contrats de location-acquisition
Contrats de marchandises	(143)	(191)	Achats d'énergie/d'électricité
Économies d'impôts	408	429	
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	(630)	(659)	
Amortissement du RRSD			
Coût des services passés et perte nette	(40)	(111)	Autres charges
Économies d'impôts	15	43	
Amortissement, déduction faite des impôts	(25)	(68)	
Total des reclassements des autres éléments du résultat étendu pour la période	(655) \$	(727) \$	

TEP			
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
	Six mois clos les 30 juin		
	2014	2013	
	(en milliers de dollars)		
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie			
Swaps de taux d'intérêt – dette	(591) \$	(575) \$	Intérêts débiteurs sur la dette à long terme
Swaps de taux d'intérêt – contrats de location-acquisition	(1 198)	(1 208)	Intérêts débiteurs sur les contrats de location-acquisition
Contrats de marchandises	(143)	(191)	Achats d'énergie/d'électricité
Économies d'impôts	692	781	
Pertes réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	(1 240)	(1 193)	
Amortissement du RRSD			
Coût des services passés et perte nette	(79)	(222)	Autres charges
Économies d'impôts	30	85	
Amortissement, déduction faite des impôts	(49)	(137)	
Total des reclassements des autres éléments du résultat étendu pour la période	(1 289) \$	(1 330) \$	

## **NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS (suite)**

### **NOTE 15. PRISES DE POSITION EN COMPTABILITÉ PUBLIÉES RÉCEMMENT**

En avril 2014, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié une mise à jour de normes comptables qui limite les circonstances dans lesquelles une cession peut être comptabilisée en tant qu'activité abandonnée et exige la présentation de nouvelles informations. Ces indications entreront en vigueur au premier trimestre de 2015. Nous prévoyons que l'adoption de ces indications n'aura pas d'incidence sur la présentation de nos états financiers et des notes y afférentes.

En mai 2014, le FASB a publié une mise à jour de normes comptables qui éliminera les indications de comptabilisation des produits propres à certaines transactions et à certains secteurs aux termes des PCGR des États-Unis actuellement en vigueur pour les remplacer par une approche fondée sur des principes pour établir la comptabilisation des produits. Nous devons adopter les nouvelles indications rétrospectivement pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017. L'application anticipée n'est pas autorisée. Nous évaluons l'incidence sur nos états financiers et des notes y afférentes.

## **ANNEXE D**

*États financiers consolidés pro forma non audités*

### **Fortis Inc.**

*Au 30 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013*

## ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS *PRO FORMA* NON AUDITÉS

Les états financiers consolidés *pro forma* non audités suivants tiennent compte de l'acquisition (l'« acquisition ») 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 comme si elle avait été conclue le 30 juin 2014. Les états consolidés des résultats *pro forma* non audités pour le semestre clos le 30 juin 2014 et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 tiennent compte de l'acquisition comme si elle avait été conclue le 1<sup>er</sup> janvier 2013.

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 qui sont considérées comme raisonnables dans les circonstances, tel qu'il est décrit dans les notes complémentaires.

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 distribution d'énergie. Les états financiers consolidés *pro forma* non audités sont fondés sur les états financiers consolidés d'UNS Energy au 30 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

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 des 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 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. 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 tiendra compte de l'évaluation définitive 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. 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 juin 2014  
 (non audité)  
 (en millions de dollars canadiens)

	Fortis Inc.	UNS Energy	Note	Ajustements <i>pro forma</i>	Bilan consolidé <i>pro forma</i>
<b>ACTIF</b>					
<b>Actifs à court terme</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	612 \$	74 \$	3[b] 3[c] 3[c] 3[d] 3[d] 3[e]	(2 680) \$ 1 201 (36) 996 (15) (29)	123 \$
Débiteurs et autres actifs à court terme	628	204		-	832
Charges payées d'avance	32	12		-	44
Stocks	127	146		-	273
Actifs réglementaires	147	74		-	221
Impôts reportés	30	92		-	122
	1 576	602		(563)	1 615
<b>Autres actifs</b>	290	106	3[c] 3[d]	(36) 15	375
<b>Actifs réglementaires</b>	1 775	173		-	1 948
<b>Impôts reportés</b>	23	-	3[c] 3[e] 3[f]	21 4 12	60
<b>Immobilisations de services publics</b>	11 852	3 860		-	15 712
<b>Immobilisations autres que de services publics</b>	656	-		-	656
<b>Actifs incorporels</b>	340	112		-	452
<b>Écart d'acquisition</b>	2 074	-	3[b]	1 453	3 527
	18 586 \$	4 853 \$		906 \$	24 345 \$
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>					
<b>Passifs à court terme</b>					
Emprunts à court terme	100 \$	25 \$		- \$	125 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme	901	279	3[e]	(3)	1 177
Passifs réglementaires	155	58		-	213
Déventures convertibles représentées par des reçus de versement	599	-	3[c]	(599)	-
Tranche à court terme de la dette à long terme	714	-		-	714
Tranche à court terme des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	7	291		-	298
Impôts reportés	8	-		-	8
	2 484	653		(602)	2 535
<b>Autres passifs</b>	678	196		-	874
<b>Passifs réglementaires</b>	960	348	3[f]	32	1 340
<b>Impôts reportés</b>	1 088	564		-	1 652
<b>Dette à long terme</b>	6 443	1 790	3[d]	996	9 229
<b>Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières</b>	415	75		-	490
	12 068	3 626		426	16 120
<b>Capitaux propres</b>					
Actions ordinaires	3 849	949	3[g] 3[c] 3[c] 3[c]	(949) 1 800 (72) 21	5 598
Actions privilégiées	1 229	-		-	1 229
Surplus d'apport	17	-		-	17
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(69)	(5)	3[g]	5	(69)
Bénéfices non répartis	1 097	283	3[g] 3[e] 3[f]	(283) (22) (20)	1 055
	6 123	1 227		480	7 830
Participations ne donnant pas le contrôle	395	-		-	395
	6 518	1 227		480	8 225
	18 586 \$	4 853 \$		906 \$	24 345 \$

Se reporter aux notes complémentaires faisant partie intégrante des présents états.

Fortis Inc.  
 État consolidé des résultats *pro forma*  
 Pour le semestre clos le 30 juin 2014  
 (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>
<b>Produits</b>	2 511 \$	790 \$		- \$	<b>3 301 \$</b>
<b>Charges</b>					
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 082	310		-	<b>1 392</b>
Charges d'exploitation	626	235	3[e]	(2)	<b>859</b>
Amortissement	297	100		-	<b>397</b>
	2 005	645		(2)	<b>2 648</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	506	145		2	<b>653</b>
Autres produits (charges), montant net	6	5	3[e]	4	<b>15</b>
Frais financiers	247	48	3[d] 3[c]	25 (34)	<b>286</b>
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et activités abandonnées</b>	265	102		15	<b>382</b>
Charge d'impôts sur les bénéfices	48	38	3[d] 3[h] 3[c] 3[e]	(7) (7) 10 1	<b>83</b>
<b>Bénéfice tiré des activités poursuivies</b>	217	64		18	<b>299</b>
Bénéfice tiré des activités abandonnées, déduction faite des impôts	5	-			<b>5</b>
<b>Bénéfice net</b>	222 \$	64 \$		18 \$	<b>304 \$</b>
<b>Bénéfice net attribuable aux :</b>					
Participations ne donnant pas le contrôle	5 \$	- \$		- \$	<b>5 \$</b>
Actionnaires privilégiés	27	-		-	<b>27</b>
Actionnaires ordinaires	190	64		18	<b>272</b>
	222 \$	64 \$		18 \$	<b>304 \$</b>
Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, de base	190 \$				<b>272 \$</b>
Incidence des titres potentiellement dilutifs : actions privilégiées	5				<b>5</b>
Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, dilué	195 \$				<b>277 \$</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)</b>					
De base	214,2		3[i]	58,6	<b>272,8</b>
Dilué	221,6		3[i]	58,6	<b>280,2</b>
<b>Bénéfice tiré des activités poursuivies par action ordinaire</b>					
De base	0,87 \$				<b>0,98 \$</b>
Dilué	0,86 \$				<b>0,97 \$</b>
<b>Bénéfice par action ordinaire</b>					
De base	0,89 \$				<b>1,00 \$</b>
Dilué	0,88 \$				<b>0,99 \$</b>

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 2013**  
**(non audité)**  
**(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)**

	<b>Fortis Inc.</b>	<b>UNS Energy</b>	<b>Note</b>	<b>Ajustements <i>pro forma</i></b>	<b>État consolidé des résultats <i>pro forma</i></b>
<b>Produits</b>	4 047 \$	1 529 \$		- \$	<b>5 576 \$</b>
<b>Charges</b>					
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 617	609		-	<b>2 226</b>
Charges d'exploitation	1 037	458	3[e]	(7)	<b>1 488</b>
Amortissement	541	183		-	<b>724</b>
	<u>3 195</u>	<u>1 250</u>		<u>(7)</u>	<u><b>4 438</b></u>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	852	279		7	<b>1 138</b>
Autres produits (charges), montant net	(31)	8	3[e]	3	<b>(20)</b>
Frais financiers	389	96	3[d]	50	<b>535</b>
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire</b>	432	191		(40)	<b>583</b>
Charge d'impôts sur les bénéfices	32	60	3[d]	(15)	<b>68</b>
			3[h]	(12)	
			3[e]	3	
<b>Bénéfice net avant élément extraordinaire</b>	400 \$	131 \$		(16) \$	<b>515 \$</b>
Gain extraordinaire, déduction faite des impôts	20 \$	- \$		- \$	<b>20 \$</b>
<b>Bénéfice net</b>	<u>420 \$</u>	<u>131 \$</u>		<u>(16) \$</u>	<u><b>535 \$</b></u>
<b>Bénéfice net attribuable aux :</b>					
Participations ne donnant pas le contrôle	10 \$	- \$		- \$	<b>10 \$</b>
Actionnaires privilégiés	57	-		-	<b>57</b>
Actionnaires ordinaires	353	131		(16)	<b>468</b>
	<u>420 \$</u>	<u>131 \$</u>		<u>(16) \$</u>	<u><b>535 \$</b></u>
Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, de base	353 \$				<b>468 \$</b>
Incidence des titres potentiellement dilutifs : actions privilégiées	13				<b>13</b>
Incidence des titres antidilutifs : actions privilégiées	(4)				<b>(4)</b>
Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, dilué	<u>362 \$</u>				<u><b>477 \$</b></u>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)</b>					
De base	202,5		3[i]	58,6	<b>261,1</b>
Dilué	209,3		3[i]	58,6	<b>267,9</b>
<b>Bénéfice tiré des activités poursuivies par action ordinaire</b>					
De base	1,64 \$				<b>1,72 \$</b>
Dilué	1,63 \$				<b>1,71 \$</b>
<b>Bénéfice par action ordinaire</b>					
De base	1,74 \$				<b>1,79 \$</b>
Dilué	1,73 \$				<b>1,78 \$</b>

Se reporter aux notes complémentaires faisant partie intégrante des présents états.

# FORTIS INC.

## Notes complémentaires

Au 30 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013  
(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 (l'« acquisition ») d'UNS Energy Corporation et de ses filiales (collectivement, « UNS Energy ») par Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société »), tel qu'il est décrit dans la déclaration d'acquisition d'entreprise datée du 2 septembre 2014. 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 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, respectivement, et des états financiers consolidés non audités et audités d'UNS Energy au 30 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, 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 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 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 2,7 G\$ (note 3[a]).

Le bilan et les états consolidés des résultats *pro forma* non audités ci-joints reflètent l'entrée en vigueur de l'acquisition le 30 juin 2014 et le 1<sup>er</sup> janvier 2013, 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. Par conséquent, la répartition définitive du prix d'achat, principalement en ce qui a trait à l'écart d'acquisition, 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 parallèle avec la description de l'opération décrite dans la déclaration d'acquisition d'entreprise, les états financiers consolidés audités et non audités d'UNS Energy, y compris les notes afférentes, inclus dans la déclaration d'acquisition d'entreprise et les états financiers consolidés audités et non audités de Fortis, y compris les notes afférentes.

Les hypothèses sous-jacentes aux ajustements *pro forma* constituent une base raisonnable pour illustrer les principales incidences financières directement attribuables à l'acquisition. 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 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013  
(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 a acquis 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 les coûts d'acquisition estimatifs de 29 M\$ (note 3[a]), s'est élevé à environ 2,7 G\$ (note 3[a]). En outre, la Société a pris en charge la dette d'UNS Energy, qui s'établissait à environ 2,2 G\$ (note 3[a]) au 30 juin 2014.

Les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints présument que l'acquisition a été 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, initialement financé par l'émission de titres de créance. La Société s'attend actuellement à ce qu'une tranche d'un montant maximal d'environ 700 M\$ de ces titres de créance soit refinancée de façon permanente au moyen du produit net tiré d'émissions d'actions privilégiées après la clôture.

Il est présumé que les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires seront réunis au moyen de la conversion de débetures convertibles subordonnées non garanties à 4 % (les « débetures convertibles ») représentées par des reçus de versement, comme il est décrit dans la déclaration d'acquisition d'entreprise. En outre, la Société a obtenu une facilité de crédit-relais engagée de 2,0 G\$ qui, avec les débetures convertibles représentées par des reçus de versement, étaient suffisants pour financer la totalité du prix d'achat net et conclure l'acquisition. Les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints : i) reflètent le coût estimatif lié à l'émission des débetures convertibles et à l'obtention de la facilité de crédit-relais dans les coûts d'acquisition (note 3[e]); et ii) présument que la totalité des débetures convertibles ont été émises et immédiatement converties en actions ordinaires de Fortis aux dates de clôture présumées de l'acquisition. Par conséquent, les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints ne tiennent pas compte des intérêts débiteurs sur les débetures convertibles.

La Société a également convenu avec l'organisme de réglementation d'UNS Energy qu'elle injecterait 220 M\$ US en capitaux propres dans les filiales réglementées d'UNS Energy dans les 60 jours suivant la clôture de l'acquisition. Ce montant sera initialement financé au moyen de la facilité de crédit renouvelable confirmée de 1 G\$ de la Société. L'injection de capitaux propres susmentionnée n'a pas été prise en compte dans les états financiers consolidés *pro forma* non audités ci-joints pour les raisons suivantes : i) il s'agit pour ainsi dire d'une question accessoire postérieure à la clôture et ii) le principal effet de l'injection de capitaux propres est le transfert de la dette nette des entreprises de services publics réglementés d'UNS Energy à la Société, ce qui n'a pas d'incidence importante sur la dette nette consolidée.

# FORTIS INC.

## Notes complémentaires

Au 30 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013  
(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 net estimatif et la structure de financement présumée de l'acquisition. 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	4 861 \$
Coûts d'acquisition estimatifs (note 3[e])	29
Prix d'achat net estimatif, avant la dette prise en charge	4 890
Dette à long terme d'UNS Energy prise en charge (note 2)	(2 181)
Prix d'achat net estimatif (notes 1 et 2)	2 709 \$

---

#### Exigences de financement nettes estimatives

---

Prix d'achat net estimatif	2 709 \$
Dette à long terme d'UNS Energy prise en charge (note 2)	2 181
Frais d'émission d'actions ordinaires (note 3[c])	72
Frais d'émission de titres de créance à long terme additionnels (note 3[d])	15
Exigences de financement nettes estimatives	4 977 \$

---

#### Structure de financement présumée

---

Dette à long terme d'UNS Energy prise en charge (note 2)	2 181 \$
Émission d'actions ordinaires (note 3[c])	1 800
Titres de créance à long terme additionnels (note 3[d])	996
	4 977 \$

---

# FORTIS INC.

## Notes complémentaires

Au 30 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013

(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 juin 2014, conformément à la méthode de l'acquisition, comme suit :

	UNS Energy	Juste valeur et autres ajustements	Total, montant net
<b>Actifs acquis :</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	74 \$	- \$	74 \$
Débiteurs	204	-	204
Charges payées d'avance	12	-	12
Stocks	146	-	146
Actifs réglementaires	74	-	74
Impôts reportés	92	-	92
<b>Total des actifs à court terme</b>	<b>602</b>	<b>-</b>	<b>602</b>
<b>Autres actifs</b>	<b>106</b>	<b>-</b>	<b>106</b>
<b>Actifs réglementaires</b>	<b>173</b>	<b>-</b>	<b>173</b>
<b>Immobilisations de services publics</b>	<b>3 860</b>	<b>-</b>	<b>3 860</b>
<b>Actifs incorporels</b>	<b>112</b>	<b>-</b>	<b>112</b>
	<b>4 853 \$</b>	<b>- \$</b>	<b>4 853 \$</b>
<b>Passifs pris en charge :</b>			
Emprunts à court terme	25 \$	- \$	25 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme	279	-	279
Passifs réglementaires	58	-	58
Tranche à court terme des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	291	-	291
<b>Total des passifs à court terme</b>	<b>653</b>	<b>-</b>	<b>653</b>
<b>Autres passifs</b>	<b>196</b>	<b>-</b>	<b>196</b>
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>348</b>	<b>-</b>	<b>348</b>
<b>Impôts reportés</b>	<b>564</b>	<b>-</b>	<b>564</b>
<b>Dettes à long terme</b>	<b>1 790</b>	<b>-</b>	<b>1 790</b>
<b>Obligations liées aux contrats de location- acquisition et obligations financières</b>	<b>75</b>	<b>-</b>	<b>75</b>
	<b>3 626 \$</b>	<b>- \$</b>	<b>3 626 \$</b>
<b>Actif net à la juste valeur, au 30 juin 2014</b>			<b>1 227 \$</b>
<b>Prix d'achat net estimatif, avant la dette prise en charge et les coûts d'acquisition</b>			<b>2 680</b>
<b>Écart d'acquisition</b>			<b>1 453 \$</b>

# FORTIS INC.

## Notes complémentaires

Au 30 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013  
(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, 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 comprend l'émission, par l'intermédiaire de l'exercice de droits de conversion en vertu des débentures 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 s'établit 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. Le produit brut du premier versement du placement de débentures convertibles reçu en janvier 2014 s'est élevé à environ 599 M\$, moins la moitié des coûts totaux de délégation et de prise ferme d'environ 36 M\$. Le produit brut du dernier versement devrait totaliser environ 1,2 G\$, moins les coûts de délégation et de prise ferme de 36 M\$ restants.

Des intérêts débiteurs d'environ 34 M\$ (24 M\$ après impôts) liés aux débentures convertibles ont été comptabilisés dans les résultats pour le semestre clos le 30 juin 2014. Ces frais financiers ont été sortis des états consolidés des résultats *pro forma* non audités de la Société puisqu'ils ne sont pas de nature récurrente, étant donné l'hypothèse de la conversion de la totalité des débentures convertibles en actions ordinaires.

#### [d] Titres de créance à long terme additionnels

Il est présumé que le solde du financement de l'acquisition provient de l'émission de titres de créance d'un montant d'environ 996 M\$. Les frais d'émission estimatifs des titres de créance d'environ 15 M\$ ont été comptabilisés dans les autres actifs à long terme. Le taux d'intérêt estimatif s'établit à 5 %, ce qui donnerait lieu à des intérêts débiteurs additionnels de 50 M\$ et de 25 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le semestre clos le 30 juin 2014, respectivement. Les intérêts débiteurs additionnels donneraient lieu à un actif d'impôts reportés correspondant de 15 M\$ et de 7 M\$, respectivement, d'après le taux d'imposition prévu par la loi de 29 % pour la Société.



# FORTIS INC.

## Notes complémentaires

Au 30 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013  
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

---

### 3. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

#### [e] Coûts d'acquisition

Au moment de la clôture, les coûts d'acquisition estimatifs s'élèvent à environ 29 M\$, ou environ 22 M\$ déduction faite des impôts. Les coûts d'acquisition donneront lieu à un actif d'impôts reportés d'environ 4 M\$ et à une réduction de la charge d'impôts exigibles de 3 M\$. Les coûts d'acquisition sont composés des frais estimatifs liés aux services bancaires d'investissement, aux prélèvements sur la facilité de crédit-relais dans le cadre de l'acquisition, à la comptabilité, à la fiscalité, aux services juridiques et des autres coûts estimatifs liés à la clôture de l'acquisition. 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société et UNS Energy ont comptabilisé des charges liées à l'acquisition d'environ 3 M\$ (2 M\$ après impôts) et 7 M\$ (5 M\$ après impôts), respectivement. Pour le semestre clos le 30 juin 2014, la Société et UNS Energy ont comptabilisé des charges liées à l'acquisition d'environ 4 M\$ (3 M\$ après impôts) et 2 M\$ (2 M\$ après impôts), respectivement. Ces charges liées à l'acquisition ont été sorties des états consolidés des résultats *pro forma* non audités de la Société, du fait que ces charges étaient directement attribuables à l'acquisition d'UNS Energy et qu'elles sont de nature non récurrente.

#### [f] Remise aux clients d'UNS Energy

La Société a convenu avec l'organisme de réglementation des filiales réglementées d'UNS Energy qu'elle offrira une remise aux clients de 30 M\$ US, sous forme de crédits sur leur compte sur une période de cinq ans suivant la clôture de l'acquisition. La remise aux clients sera entièrement passée en charges immédiatement après la clôture et donnera lieu à un passif réglementaire de 32 M\$, ainsi qu'à un actif d'impôts reportés d'environ 12 M\$. Cet ajustement *pro forma* a été comptabilisé à titre d'ajustement aux bénéfices non répartis au 30 juin 2014, puisqu'il est de nature non récurrente.

#### [g] Soldes historiques des capitaux propres d'UNS Energy

Les soldes historiques des capitaux propres d'UNS Energy, qui comprennent les bénéfices accumulés, la perte au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu et les actions ordinaires, ont été éliminés au moment de la consolidation.

#### [h] 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 2013 et le semestre clos le 30 juin 2014. Afin de refléter un avantage fiscal relativement au financement intersociétés, une réduction de la charge d'impôts de 12 M\$ et de 7 M\$ a été comptabilisée dans l'état consolidé des résultats *pro forma* non audité ci-joint pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le semestre clos le 30 juin 2014, respectivement.

# FORTIS INC.

## Notes complémentaires

Au 30 juin 2014 et pour le semestre clos à cette date et pour l'exercice clos le 31 décembre 2013  
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

---

### 3. HYPOTHÈSES ET AJUSTEMENTS *PRO FORMA* (suite)

#### [h] Impôts sur les bénéfices (suite)

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.

#### [i] Bénéfice par action ordinaire

Le calcul du bénéfice par action ordinaire *pro forma* pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le semestre clos le 30 juin 2014 reflète l'émission présumée d'environ 58,6 millions d'actions ordinaires de Fortis comme si elle avait eu lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2013.

#### [j] 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 clôture - 30 juin 2014	1,07
---------------------------------	------

#### État des résultats (\$ US/\$ CA)

Taux moyen – du 1 <sup>er</sup> janvier 2013 au 31 décembre 2013	1,03
Taux moyen – du 1 <sup>er</sup> janvier 2014 au 30 juin 2014	1,10