



**TransAlta Renewables Inc.**

**Rapport de gestion**

*31 décembre 2014*

# Rapport de gestion

## Table des matières

Activités d'exploitation de la société	2	Instruments financiers	22
Faits saillants	3	Méthodes et estimations comptables critiques	22
Contexte d'affaires	4	Opérations et soldes avec les parties liées	24
Stratégie et capacité de produire des résultats	6	Modifications comptables de l'exercice considéré	28
Résultats d'exploitation	7	Modifications comptables futures	28
Autres résultats consolidés	9	Mesures conformes aux IFRS additionnelles	29
Situation de trésorerie et sources de financement	10	Mesures non conformes aux IFRS	29
Événement postérieur à la date de clôture	12	Résultats du quatrième trimestre	32
Énoncés prospectifs	13	Principales informations trimestrielles	36
Perspectives pour 2015	14	Contrôles et procédures	36
Gestion du risque	16	Glossaire de termes clés	37

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités de 2014 et notre notice annuelle de 2015 pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Nos états financiers consolidés ont été dressés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada. Certaines mesures financières comprises dans ce rapport de gestion n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Ces mesures pourraient donc ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs et ne doivent pas être utilisées isolément ou en remplacement de mesures préparées selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements. Tous les montants dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», «TransAlta Renewables» et la «société» désignent TransAlta Renewables Inc., et «TransAlta» et la «société mère» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les termes clés qui ne sont pas définis ailleurs aux présentes ont le sens qui leur est attribué dans le glossaire de termes clés. Ce rapport de gestion est daté du 12 février 2015. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Renewables, y compris la notice annuelle de 2015, sont disponibles sur SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), et sur notre site Web, à l'adresse [www.transaltarenewables.com](http://www.transaltarenewables.com).

## Activités d'exploitation de la société

Le 9 août 2013, nous avons acquis indirectement 28 actifs de production hydroélectrique et éolienne (les «actifs acquis») auprès de TransAlta (l'«acquisition») et réalisé un premier appel public à l'épargne («PAPE») de 22,1 millions d'actions ordinaires pour un produit brut de 221,0 millions de dollars. Avant cette date, nous n'exercions aucune activité. Le produit net a servi à rembourser la dette en cours découlant de l'acquisition.

Les résultats d'exploitation sont présentés sous forme de résultats consolidés. Les résultats d'exploitation pour la période antérieure à l'acquisition du 9 août 2013, inclus dans les résultats comparatifs pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ont été préparés selon les IFRS au moyen de méthodes comptables uniformes présentées à la note 2 des états financiers consolidés audités. Par le passé, TransAlta n'a pas préparé d'états financiers pour les actifs acquis, puisque ceux-ci n'étaient pas exploités comme une entité distincte. Par conséquent, les résultats d'exploitation pour les périodes antérieures à l'acquisition reflètent les résultats d'exploitation des actifs acquis d'une manière conforme à celle utilisée par TransAlta pour gérer les actifs acquis et comme si ceux-ci avaient été une entité distincte. Tous les actifs et passifs importants se rapportant spécifiquement aux actifs acquis, tous les produits et charges importants attribuables spécifiquement aux actifs acquis, et toutes les répartitions des coûts indirects ont été inclus dans les résultats d'exploitation. Ces résultats ne sont pas nécessairement représentatifs de la situation financière, des résultats d'exploitation ou des flux de trésorerie qui auraient pu être ceux des actifs acquis dans le passé s'ils avaient constitué une entité distincte au cours de la période antérieure à l'acquisition. De même, les mesures non conformes aux IFRS pour cette même période ne visent pas non plus à refléter ce que ces éléments auraient pu être si les actifs acquis avaient existé à titre d'entité distincte. Aux fins de la présentation des données comparatives sur le résultat par action, les actions ordinaires de la société émises en vertu du PAPE et celles émises à TransAlta à l'acquisition sont présumées être en circulation au début de la période comparative présentée. Nous n'avons pas d'instrument dilutif ou potentiellement dilutif.

Le 20 décembre 2013, nous avons fait l'acquisition d'une participation financière dans un parc éolien au Wyoming (le «parc éolien du Wyoming») en achetant les actions privilégiées de catégorie A d'une filiale de TransAlta, laquelle avait acquis indirectement ce parc éolien auprès d'un tiers à cette date. Les actions privilégiées sont assorties de dividendes en espèces cumulatifs mensuels, qui sont fondés sur le résultat avant impôts et les distributions de Wyoming Wind LLC et y sont liés. Puisque nous ne détenons qu'une participation financière et non une participation directe, les résultats d'exploitation du parc éolien du Wyoming ne sont pas consolidés dans nos résultats, et nous comptabilisons ce placement au coût. Nous comptabilisons le revenu de dividendes lorsqu'il est déclaré.

## Faits saillants

### Faits saillants consolidés

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013
Production (GWh) <sup>1</sup>	3 351	2 909
Produits des activités ordinaires	233 444	245 341
Résultats d'exploitation <sup>2</sup>	93 018	103 842
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison <sup>3</sup>	102 349	107 505
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	48 658	50 258
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	48 910	54 599
BAIIA aux fins de comparaison <sup>3</sup>	176 300	184 094
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>3</sup>	141 180	153 957
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	143 383	161 836
Liquidités disponibles à des fins de distribution <sup>3</sup>	89 734	142 495
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>4</sup>	0,42	0,44
Résultat net par action aux fins de comparaison <sup>3,4</sup>	0,43	0,48
Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>3,4</sup>	1,23	1,34
Liquidités disponibles à des fins de distribution par action <sup>3,4</sup>	0,78	1,24
Dividendes versés par action ordinaire <sup>4</sup>	0,77	0,23
<b>Aux 31 décembre</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Total de l'actif	1 964 157	2 013 638
Total des passifs non courants	682 005	846 724

### Faits saillants financiers

- Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation ont diminué en 2014 comparativement à 2013, surtout en raison de l'incidence de 21,2 millions de dollars découlant du fléchissement des prix en vertu des CAÉ de TransAlta comparativement aux prix précédents des activités marchandes dans l'ouest du Canada et du coût accru des honoraires de remboursement de frais généraux administratifs, conformément aux conditions des contrats intervenus dans le cadre du PAPE en août 2013. Compte non tenu de l'incidence des contrats intervenus dans le cadre du PAPE, le BAIIA et les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison se sont accrues de respectivement 13,4 millions de dollars et 8,4 millions de dollars. Cet accroissement est surtout attribuable au revenu de dividendes provenant de notre placement en actions privilégiées au titre du parc éolien du Wyoming, à la production d'un exercice complet au parc éolien de New Richmond dont les activités ont démarré en mars 2013 et à une hausse des volumes d'énergie éolienne et des prix contractuels aux centrales dans l'est du Canada, le tout en partie contrebalancé par une baisse des volumes d'énergie éolienne et des ressources hydrauliques et par une augmentation du nombre d'interruptions aux centrales hydroélectriques dans l'ouest du Canada. L'augmentation des fonds provenant des activités d'exploitation a également été en partie contrebalancée par la hausse des intérêts surtout attribuable à l'accroissement du niveau d'endettement moyen à la suite des acquisitions de 2013.
- La production a augmenté de 442 gigawattheures («GWh»), pour atteindre 3 351 GWh comparativement à 2013, en raison surtout de notre participation financière dans le parc éolien du Wyoming, de la production d'un exercice complet au parc éolien de New Richmond et d'une hausse des volumes d'énergie éolienne à d'autres centrales de l'est du Canada. Cette hausse a été en partie contrebalancée par une baisse des volumes d'énergie éolienne et des ressources hydrauliques et par une augmentation du nombre d'interruptions aux centrales hydroélectriques, toutes situées dans l'ouest du Canada.

<sup>1</sup> Compte tenu de la production de notre participation financière dans le parc éolien du Wyoming.

<sup>2</sup> Cet élément est une mesure conforme aux IFRS additionnelle. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur cet élément.

<sup>3</sup> Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer la tendance du résultat et des flux de trésorerie plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures calculées selon les IFRS.

<sup>4</sup> Les montants dans ce tableau et les autres tableaux sont présentés en dollars entiers à deux décimales près.

- Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires présenté s'est établi à 48,7 millions de dollars (0,42 \$ par action), en baisse par rapport à 50,3 millions de dollars (0,44 \$ par action) pour 2013, du fait surtout de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison et de la hausse de la charge d'intérêt nette. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par l'imputation pour dépréciation d'actifs à l'exercice précédent et par une diminution de la charge d'impôts sur le résultat.
- Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison a été de 48,9 millions de dollars (0,43 \$ par action), en baisse par rapport à 54,6 millions de dollars (0,48 \$ par action) pour 2013, du fait surtout de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison et de la hausse de la charge d'intérêt nette. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par une diminution de la charge d'impôts sur le résultat.

## Contexte d'affaires

### Aperçu de l'entreprise

TransAlta Renewables détient et exploite 12 centrales hydroélectriques et 16 parcs éoliens dans l'ouest et l'est du Canada, et détient une participation financière dans le parc éolien du Wyoming. Au 31 décembre 2014, nos actifs de production représentaient une capacité de production brute<sup>1</sup> de 1 283 mégawatts («MW») en activité (participation nette de 1 255 MW<sup>1</sup>). La capacité totale des centrales dans lesquelles nous détenons une participation s'élève à 1 376 MW<sup>1</sup>. TransAlta gère et exploite ces centrales en notre nom en vertu d'une convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation («convention de services de gestion»). Les centrales sont situées sur des terrains loués auprès de tiers en vertu de contrats de location à long terme. Nos centrales au Canada sont réparties dans cinq provinces canadiennes : la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick. Notre capacité de production d'électricité est l'une des plus importantes parmi les producteurs d'électricité renouvelable indépendants («PEI») cotés en Bourse au Canada, notre capacité de production éolienne surpassant celle de tout autre PEI canadien coté en Bourse. Notre production est entièrement vendue en vertu de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme conclus avec TransAlta («CAÉ de TransAlta») ou d'autres contreparties ayant une note de première qualité.

Nos activités sont cycliques en raison de la nature même de l'électricité, qui est généralement consommée au fur et à mesure qu'elle est produite, et de la nature des ressources d'énergie éolienne et hydroélectrique au fil de l'eau, qui fluctuent en fonction des saisons et des variations météorologiques qui surviennent naturellement. Habituellement, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau produisent la majorité de leur électricité et génèrent la majorité de leurs produits durant les mois de printemps et d'été alors que la fonte des neiges alimente les bassins hydrographiques et les rivières. Inversement, les vents sont plus forts généralement durant les mois froids d'hiver et plus faibles au cours des mois chauds d'été.

### Demande et offre

La croissance économique est le principal facteur des variations à plus long terme de la demande d'électricité. Historiquement, la demande d'électricité dans l'ouest et l'est du Canada progressait à un taux annuel moyen de 1 % à 3 %. Au cours des derniers exercices, la croissance de la demande s'est affaiblie dans l'est du Canada en raison de la conjoncture économique, tandis que l'ouest du Canada a connu une croissance stable, qui est surtout attribuable à la croissance en Alberta entraînée par les investissements dans le secteur pétrolier et gazier. Un renversement de cette dynamique est à prévoir en 2015, car la baisse des prix du pétrole et du gaz devrait ralentir la croissance dans l'ouest. Par contre, l'est devrait tirer parti de la baisse des coûts de l'énergie et de la dépréciation de la monnaie.

La conjoncture économique de l'est du Canada a connu une croissance modérée en 2014 qui s'est accélérée au cours de l'exercice grâce à l'exportation. Dans l'ouest du Canada, la croissance a été forte, mais s'est essouffée au cours du deuxième semestre en raison de la baisse des prix du pétrole.

Les marges de réserve mesurent l'excédent de la capacité disponible dans un marché sur la capacité requise pour répondre à la demande de pointe normale. La baisse des marges de réserve indique que la capacité de production devient relativement limitée, ce qui entraîne une augmentation des prix de l'électricité. Au cours de l'exercice 2014, les marges de réserve ont augmenté dans l'est et dans l'ouest du Canada.

De façon générale, les conditions et les changements en matière de demande et d'offre sur le marché dans une telle conjoncture n'ont pas d'incidence considérable sur nos activités, car la quasi-totalité de notre production fait l'objet de contrats.

<sup>1</sup> Nous mesurons la capacité comme étant la capacité maximale nette (voir le glossaire de termes clés pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle. La capacité brute représente la base de la consolidation des actifs sous-jacents détenus, plus ceux dans lesquels nous détenons une participation financière. La capacité nette est établie par la déduction de la capacité attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle dans ces actifs.

## Transport

Le transport désigne le réseau de livraison de gros de l'électricité et de l'énergie entre des centrales et la clientèle de gros et de détail. Les lignes de transport d'électricité assurent l'acheminement physique de l'électricité des centrales aux clients. La capacité de transport désigne la capacité des lignes de transport d'acheminer de manière sécuritaire et fiable cet approvisionnement d'électricité dans des quantités qui permettent d'apparier l'offre de production et la demande, et de répondre à des situations imprévues. Les contraintes de transport consistent en des contraintes physiques liées à la capacité énergétique pouvant survenir dans un système de transport. Ces contraintes peuvent perturber nos activités en provoquant des réductions de production aux centrales touchées.

## Législation environnementale

La production d'électricité provenant de sources d'énergie éolienne et d'énergie hydroélectrique entraîne moins de répercussions environnementales que d'autres types de sources d'énergie. Les centrales éoliennes ne produisent pas d'émissions. Elles peuvent être érigées avec un minimum de conséquences sur l'environnement et utilisent une ressource connue, prévisible et récurrente. La production d'hydroélectricité au fil de l'eau n'entraîne pratiquement pas d'émissions, et la source d'énergie d'origine, c'est-à-dire l'eau, retourne à la rivière. Les centrales au fil de l'eau offrent une production d'hydroélectricité de moindre envergure, car elles occupent une plus petite superficie au sol que la technologie traditionnelle à réservoir et fonctionnent selon le cycle saisonnier du débit de l'eau dans une région donnée. De plus, les centrales au fil de l'eau ont peu de répercussions sur la végétation, les poissons, les oiseaux et la faune environnantes.

Bien que nos activités n'aient que peu de répercussions environnementales, elles sont régies par des lois et des règlements stricts en matière d'environnement adoptés et administrés par les gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux des territoires où nous exerçons nos activités. Généralement, ces lois et règlements visent notamment l'utilisation de l'eau, la protection de la faune, la conservation des terres humides, la décontamination, les exigences relatives à l'élimination des déchets, la conservation des artefacts archéologiques, la conservation des espèces menacées et la limitation du bruit. Nos activités doivent être conformes aux lois et aux règlements applicables en matière d'environnement, et nous devons obtenir les permis environnementaux nécessaires, ou s'y conformer, en vertu de ces lois et règlements.

## Flux de trésorerie contractuels

Toutes nos centrales éoliennes et hydroélectriques font l'objet de contrats pour la vente d'électricité qu'elles produisent. Neuf centrales éoliennes et quatre centrales hydroélectriques sont visées par des CAÉ à long terme conclus avec TransAlta. Les autres centrales éoliennes et hydroélectriques font l'objet de contrats conclus avec des sociétés d'État et des services publics de grande envergure. La date d'expiration de contrat la plus rapprochée est 2015 et concerne notre centrale hydroélectrique d'Akolkolex de 10 MW; le reste des CAÉ et des autres contrats à long terme arrivent à échéance généralement entre 2023 et 2035. Nous évaluons actuellement les stratégies de renégociation des contrats pour la centrale d'Akolkolex.

En plus des CAÉ conclus, d'autres contrats à long terme et à court terme ont été conclus afin de vendre les éléments environnementaux de nos centrales éoliennes et hydroélectriques. En 2014, respectivement environ 91 % et 98 % des éléments environnementaux de nos centrales éoliennes et hydroélectriques ont été vendus.

## Stratégie et capacité de produire des résultats

Nous avons pour objectif i) de procurer aux investisseurs des rendements constants et stables grâce à la possession d'actifs de production d'énergie renouvelable et, possiblement, de gaz naturel et d'autres infrastructures visés par des contrats à long terme générant des flux de trésorerie stables conclus avec des contreparties solvables, y compris TransAlta; ii) de saisir et de tirer parti des possibilités de croissance stratégique dans le secteur de la production d'énergie renouvelable et, possiblement, dans le secteur de la production de gaz naturel ainsi que dans d'autres infrastructures; et iii) de verser mensuellement une partie des liquidités disponibles à des fins de distribution aux actionnaires de la société. Nos stratégies et notre capacité de produire des résultats s'établissent comme suit :

### Stratégie financière

Notre stratégie financière consiste à maintenir une situation financière solide afin de consolider les assises de nos principales activités essentielles et de notre croissance. Une situation financière solide nous permet d'améliorer notre capacité à dégager des rendements stables et constants. Actuellement, nous nous en remettons principalement à TransAlta pour ce qui est du soutien financier et du soutien de trésorerie.

### Stratégie liée aux contrats

Comme nous avons recours à des CAÉ, notamment les CAÉ de TransAlta, toute notre capacité est actuellement sous contrat. La presque totalité de notre capacité est sous contrat pour les 9 à 21 prochaines années.

### Stratégie d'exploitation

Nos centrales éoliennes et hydroélectriques affichent un historique d'exploitation et un rendement établis. À l'exception du parc éolien de New Richmond, dont les activités ont commencé en mars 2013, les actifs sont en service depuis environ 4 à 24 ans.

Nous avons conclu des ententes de service à long terme pour bon nombre de nos centrales éoliennes, ce qui nous permet de stabiliser les coûts.

TransAlta fournit à la société des services de gestion, d'administration et d'exploitation. Les membres de l'équipe de direction de TransAlta chargés de la gestion de nos activités comptent une grande expérience dans le secteur de la production d'électricité, notamment la gestion des centrales avant que nous en fassions l'acquisition. Les employés de TransAlta qui assurent la prestation des services d'exploitation à nos centrales sont ceux- là mêmes qui fournissent ces services à TransAlta.

### Stratégie de croissance

Notre stratégie de croissance consiste à acquérir des centrales d'énergie renouvelable et de gaz naturel ainsi que d'autres infrastructures de grande qualité visées par des contrats qui génèrent des flux de trésorerie stables dans le but d'obtenir un rendement sur le capital investi. La mise en œuvre réussie de la stratégie de croissance exige non seulement qu'elle soit réalisée au moment opportun, mais aussi qu'elle fasse l'objet d'une appréciation commerciale prudente, et que des ressources suffisantes soient disponibles pour effectuer un contrôle préalable et une évaluation de ces actifs.

TransAlta a affirmé son intention de mobiliser des capitaux en nous vendant certains actifs visés par des contrats. Les actifs de TransAlta que nous projetons d'acquérir comprennent les centrales hydroélectriques en Alberta, les actifs en Australie, certaines centrales canadiennes alimentées au gaz naturel en Alberta et en Ontario, et d'autres installations de production d'énergie renouvelable. Les acquisitions d'actifs auprès de TransAlta seront soumises à des évaluations indépendantes.

D'autres possibilités de croissance à long terme pourraient également être recherchées, principalement par voie d'acquisitions, de regroupements au sein de l'industrie et d'autres occasions de croissance sur des nouveaux marchés, relativement à d'autres technologies ou catégories d'investissement.

## Résultats d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013
Produits des activités ordinaires	186 865	200 822
Incitatifs gouvernementaux	21 134	22 019
Produits tirés des contrats de location <sup>1</sup>	25 445	22 500
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>233 444</b>	<b>245 341</b>
Redevances et autres coûts	12 951	13 709
<b>Marge brute aux fins de comparaison<sup>2</sup></b>	<b>220 493</b>	<b>231 632</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	46 605	40 963
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6 919	6 575
Revenu de dividendes tiré du placement en actions privilégiées	(9 331)	-
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>2</sup></b>	<b>176 300</b>	<b>184 094</b>
Amortissement	73 951	76 589
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison<sup>2</sup></b>	<b>102 349</b>	<b>107 505</b>
Production (GWh)	3 351	2 909
Capacité installée brute (MW) <sup>3</sup>	1 283	1 283
Capacité installée nette (MW) <sup>3</sup>	1 255	1 255

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la marge brute aux fins de comparaison a diminué de 11,1 millions de dollars par rapport à l'exercice 2013, en raison surtout de l'incidence de 18,3 millions de dollars du fléchissement des prix en vertu des CAÉ de TransAlta comparativement aux prix précédents des activités marchandes dans l'ouest du Canada, conformément aux conditions des contrats intervenus dans le cadre du PAPE en août 2013. Compte non tenu des effets des contrats intervenus dans le cadre du PAPE, la marge brute aux fins de comparaison s'est accrue de 7,2 millions de dollars. Cet accroissement est surtout attribuable à la production d'un exercice complet au parc éolien de New Richmond dont les activités ont démarré en mars 2013 et à une hausse des volumes d'énergie éolienne et des prix contractuels à d'autres centrales de l'est du Canada, le tout en partie contrebalancé par une baisse des volumes d'énergie éolienne et des ressources hydrauliques et par une augmentation du nombre d'interruptions aux centrales hydroélectriques toutes situées dans l'ouest du Canada.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont augmenté de 5,6 millions de dollars comparativement à celles de l'exercice 2013, en raison surtout de la hausse nette des coûts du siège social découlant des honoraires de remboursement de frais administratifs généraux entrés en vigueur à la constitution de la société en août 2013 et des activités d'un exercice complet au parc éolien de New Richmond.

La dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a diminué de 2,6 millions de dollars par rapport à 2013, en raison surtout d'un coût de base plus bas découlant de la réévaluation de certains actifs effectuée à l'acquisition.

Le revenu de dividendes tiré du placement en actions privilégiées au titre du parc éolien du Wyoming, acquis en décembre 2013, s'est établi à 9,3 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

<sup>1</sup> Selon les IFRS, les contrats visant la vente d'électricité pour les centrales d'Akokolex, de Bone Creek et de New Richmond sont considérés comme des contrats de location simple. Par conséquent, les produits tirés de la vente d'électricité produite par ces centrales sont comptabilisés à titre de produits tirés des contrats de location.

<sup>2</sup> Les chiffres aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour une analyse de ces éléments, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

<sup>3</sup> Nous mesurons la capacité comme étant la capacité maximale nette, conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle. La capacité brute représente la base de la consolidation des actifs sous-jacents détenus, plus ceux dans lesquels nous détenons une participation financière. La capacité nette est établie par la déduction de la capacité attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle dans ces actifs.



## Production et marges brutes

Exercice clos le 31 décembre 2014	Capacité installée brute (MW)	Production (GWh)	Produits des activités ordinaires	Redevances et autres coûts	Marge brute	Produits par MWh produit <sup>1</sup>	Redevances et autres coûts par MWh produit <sup>1</sup>	Marge brute par MWh produit <sup>1</sup>
Centrales éoliennes dans l'ouest du Canada	418	1 024	48 806	2 838	45 968	47,66	2,77	44,89
Centrales éoliennes dans l'est du Canada	616	1 580	162 907	8 303	154 604	103,11	5,26	97,85
Centrales hydroélectriques	105	340	21 731	1 810	19 921	63,91	5,32	58,59
<b>Total - centrales détenues</b>	<b>1 139</b>	<b>2 944</b>	<b>233 444</b>	<b>12 951</b>	<b>220 493</b>	<b>79,29</b>	<b>4,40</b>	<b>74,89</b>
Parc éolien du Wyoming	144	407	18 894	581	18 313	46,42	1,43	44,99
<b>Total</b>	<b>1 283</b>	<b>3 351</b>						

Exercice clos le 31 décembre 2013	Capacité installée brute (MW)	Production (GWh)	Produits des activités ordinaires	Redevances et autres coûts	Marge brute	Produits par MWh produit <sup>1</sup>	Redevances et autres coûts par MWh produit <sup>1</sup>	Marge brute par MWh produit <sup>1</sup>
Centrales éoliennes dans l'ouest du Canada	418	1 090	72 635	5 447	67 188	66,64	5,00	61,64
Centrales éoliennes dans l'est du Canada	616	1 428	145 613	6 431	139 182	101,97	4,50	97,47
Centrales hydroélectriques	105	367	27 093	1 831	25 262	73,82	4,99	68,83
Total - centrales détenues	1 139	2 885	245 341	13 709	231 632	85,04	4,75	80,29
Parc éolien du Wyoming	144	24	1 066	-	1 066	44,42	-	44,42
<b>Total</b>	<b>1 283</b>	<b>2 909</b>						

### Centrales éoliennes dans l'ouest du Canada

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la production a diminué de 66 GWh par rapport à celle de l'exercice 2013, du fait principalement des volumes d'énergie éolienne moins élevés.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la marge brute a diminué de 21,2 millions de dollars par rapport à celle de l'exercice 2013, du fait surtout du fléchissement des prix en vertu des CAÉ de TransAlta comparativement aux prix précédents des activités marchandes, de la diminution des produits des activités ordinaires et des incitatifs gouvernementaux par suite de la baisse de la production, ainsi que du recul des ventes de crédits de réduction des émissions.

### Centrales éoliennes dans l'est du Canada

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la production a augmenté de 152 GWh comparativement à celle de l'exercice 2013, en raison surtout de la hausse des volumes d'énergie éolienne et de la production d'un exercice complet au parc éolien de New Richmond.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la marge brute a augmenté de 15,4 millions de dollars par rapport à celle de l'exercice 2013, en raison surtout de l'accroissement de la production, de l'augmentation des incitatifs gouvernementaux par suite de cet accroissement et de la hausse des prix contractuels, le tout en partie contrebalancé par la hausse des redevances.

### Hydroélectricité

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a diminué de 27 GWh par rapport à celle de l'exercice 2013, en raison surtout de la baisse des ressources hydrauliques et de la hausse du nombre d'interruptions dans l'ouest du Canada.

La marge brute pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a reculé de 5,3 millions de dollars par rapport à celle de l'exercice 2013, du fait surtout de la diminution de la production, de l'augmentation du nombre d'interruptions aux centrales à prix plus élevés dans l'ouest du Canada et de la baisse des prix en vertu des CAÉ de TransAlta comparativement aux prix précédents des activités marchandes.

### Participation financière dans le parc éolien du Wyoming

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la production du parc éolien du Wyoming s'est établie à respectivement 407 GWh (24 GWh en 2013). L'augmentation est attribuable à la production d'un exercice complet par suite de l'acquisition de la participation financière le 20 décembre 2013.

<sup>1</sup> Les montants par MWh sont présentés en dollars entiers à deux décimales près.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le revenu de dividendes sur les actions privilégiées au titre du parc éolien du Wyoming s'est établi à 9,3 millions de dollars (néant en 2013). De ce montant, une tranche de 8,2 millions de dollars est calculée selon le résultat avant impôts, et une tranche de 1,1 million de dollars, selon les distributions au comptant de Wyoming Wind LLC en excédent du résultat avant impôts. Le revenu de dividendes peut différer des résultats et des distributions de Wyoming Wind LLC en raison de certains facteurs, notamment l'évolution de la structure du capital à court et à long terme de Wyoming Wind LLC, la comptabilisation de charges hors trésorerie et l'incidence du calendrier des résultats, des distributions et des déclarations de dividendes.

## Autres résultats consolidés

### Charge d'intérêt nette

Les composantes de la charge d'intérêt nette sont présentées ci-dessous :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013
Intérêts sur la dette à long terme	35 567	29 436
Intérêts sur les lettres de crédit et garanties données par TransAlta	40	2 297
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	-	(2 147)
Produit d'intérêt	(22)	(15)
Désactualisation des provisions	955	848
<b>Charge d'intérêt nette</b>	<b>36 540</b>	<b>30 419</b>

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la progression de la charge d'intérêt nette en comparaison de celle de l'exercice 2013 a été surtout imputable à la hausse du niveau d'endettement moyen associée aux acquisitions de 2013, contrebalancée par la baisse des charges d'intérêt liées aux lettres de crédit et aux garanties données par TransAlta, ainsi que par les intérêts incorporés dans le coût de l'actif moins élevés par suite de la mise en service du parc éolien de New Richmond.

### Impôts sur le résultat

Nos taux d'imposition et notre charge d'impôts sont fondés sur le résultat réalisé dans chaque territoire où nous exerçons nos activités et sur toute différence permanente entre le mode de calcul du résultat avant impôts à des fins comptables et à des fins fiscales. S'il existe une différence temporaire entre le moment de la comptabilisation d'un élément d'une charge ou d'un produit à des fins comptables ou fiscales, cette différence entraîne des actifs ou des passifs d'impôt différé et est évaluée au moyen du taux d'imposition qui devrait être en vigueur lorsque cette différence temporaire se résorbera. L'incidence de toute modification des taux d'imposition futurs sur les actifs ou les passifs d'impôt différé est comptabilisée en résultat dans la période où les nouveaux taux sont adoptés.

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts sur le résultat et des taux d'imposition effectifs sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013
Résultat avant impôts sur le résultat	65 592	72 710
Résultat attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle	(3 355)	(2 617)
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	3 663
<b>Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, compte non tenu des éléments non comparables assujettis à l'impôt</b>	<b>62 237</b>	<b>73 756</b>
Charge d'impôts sur le résultat	13 579	19 835
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'imputation pour dépréciation d'actifs	-	916
Charge d'impôts sur le résultat découlant de la réduction de valeur d'actifs d'impôt différé	(252)	-
Charge d'impôts sur le résultat liée aux changements des taux d'imposition des sociétés <sup>1</sup>	-	(1 594)
<b>Charge d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables</b>	<b>13 327</b>	<b>19 157</b>
<b>Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, compte non tenu des éléments non comparables (%)</b>	<b>21</b>	<b>26</b>

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la charge d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables, a diminué par rapport à celle de 2013, en raison principalement de la baisse du résultat aux fins de comparaison et de l'incidence du revenu de dividendes qui n'est pas assujetti à l'impôt.

<sup>1</sup> Incidence des variations de taux sur l'impôt différé.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, compte non tenu des éléments non comparables, a diminué comparativement à celui de 2013, en raison du revenu de dividendes qui n'est pas assujéti à l'impôt.

### Participation ne donnant pas le contrôle

Natural Forces Technologies Inc. détient une participation de 17 % dans les unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills («parc éolien de Kent Hills»), dont la capacité de production brute atteint 150 MW.

Depuis que nous détenons une participation donnant le contrôle dans le parc éolien de Kent Hills, la totalité du résultat, des actifs et des passifs sont consolidés dans nos états financiers. La participation ne donnant pas le contrôle présentée dans les comptes de résultat consolidés et les états de la situation financière consolidés a trait au résultat et à l'actif net attribuable à la portion de la participation dans Kent Hills que nous ne détenons pas. Dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés, les sommes payées aux propriétaires minoritaires du parc éolien de Kent Hills sont présentées dans les activités de financement à titre de distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle.

Le résultat net attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a augmenté de 0,7 million de dollars, pour atteindre 3,4 millions de dollars, par rapport à celui de l'exercice 2013, en raison surtout de la hausse des volumes d'énergie éolienne.

## Situation de trésorerie et sources de financement

Le risque de liquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à mener des activités de négociation et de couverture, et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la société. Nous gérons le risque de liquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations lorsqu'elles deviennent exigibles, et ce, de la façon la plus rentable qui soit.

Nos besoins de liquidités sont satisfaits au moyen d'une variété de sources, y compris les fonds provenant des activités d'exploitation, les marchés financiers et le financement fourni par TransAlta. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges d'exploitation, les dépenses d'investissement, les distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle, les paiements des intérêts et du capital sur la dette, et les dividendes.

### Situation financière

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2013 au 31 décembre 2014 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 470	Calendrier des encaissements et décaissements
Créances clients	(1 746)	Calendrier des encaissements des produits des activités ordinaires et des montants dus par les clients
Immobilisations corporelles nettes	(56 719)	Amortissement des immobilisations corporelles, en partie contrebalancé par les acquisitions
Immobilisations incorporelles	(6 624)	Amortissement des immobilisations incorporelles
Placement en actions privilégiées	9 854	Augmentation attribuable aux variations des taux de change
Actifs d'impôt différé	2 498	Augmentation des reports en avant de pertes fiscales
Dividendes à verser	(14 525)	Calendrier des déclarations de dividendes
Dette à long terme (y compris la partie courante)	(25 760)	Remboursements du capital sur le prêt à terme amortissable et sur le prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming, en partie contrebalancés par les variations des taux de change
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	3 877	Désactualisation et variations du taux d'actualisation
Passifs d'impôt différé	14 883	Diminution des reports en avant de pertes fiscales et augmentation des différences temporaires imposables
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(24 861)	Résultat net pour la période, contrebalancé par les dividendes déclarés

## Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	18 365	3 205	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	143 383	161 836	Résultat en trésorerie moins élevé de 12,8 millions de dollars et variations défavorables du fonds de roulement de 5,7 millions de dollars
Activités d'investissement	(7 044)	(167 044)	Diminution d'un placement en actions privilégiées de 109,7 millions de dollars, diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles de 38,6 millions de dollars et variation favorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement de 14,4 millions de dollars, contrebalancées en partie par une baisse des profits réalisés découlant de la gestion du risque de 3,0 millions de dollars
Activités de financement	(131 124)	20 368	Diminution du produit net à l'émission d'actions ordinaires de 206,9 millions de dollars, diminution de l'émission de dette à long terme de 108,9 millions de dollars, augmentation des dividendes versés sur les actions ordinaires de 61,2 millions de dollars, augmentation du remboursement de la dette à long terme de 38,2 millions de dollars, et augmentation des distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle de 1,1 million de dollars, contrebalancées en partie par une baisse du remboursement du billet relatif à la clôture et du billet relatif à l'acquisition de 208,0 millions de dollars et une diminution du remboursement de la participation nette de la société mère et des avances des parties liées de 56,8 millions de dollars
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	146	-	
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire, à la fin de l'exercice</b>	<b>23 726</b>	<b>18 365</b>	

## Dettes

La dette à long terme, y compris les montants à verser à TransAlta, totalisait 658,5 millions de dollars au 31 décembre 2014 comparativement à 684,2 millions de dollars au 31 décembre 2013. La dette à long terme a diminué depuis le 31 décembre 2013, en raison surtout des remboursements sur le capital du prêt à terme amortissable et sur l'emprunt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming. Cette diminution a été en partie contrebalancée par des fluctuations défavorables des taux de change. Se reporter à la note 16 des états financiers consolidés audités de 2014.

Au 31 décembre 2014, un montant de 279,3 millions de dollars au titre de notre dette à long terme était dû à TransAlta (montant de 308,5 millions de dollars en 2013).

## Capital social

Au 31 décembre 2014 et au 12 février 2015, nous avons 114,7 millions d'actions ordinaires émises et en circulation.

Le 12 février 2015, la société a déclaré des dividendes mensuels de 0,06416 \$ par action ordinaire payables le 31 mars 2015, le 30 avril 2015 et le 29 mai 2015.

Le 29 avril 2014, TransAlta a réalisé un placement secondaire de 11 950 000 actions ordinaires de la société à un prix de 11,40 \$ l'action ordinaire. Par suite du placement, la participation véritable de TransAlta a été réduite, passant d'environ 80,7 % à environ 70,3 %. Nous n'avons reçu aucun produit tiré de la vente des actions ordinaires, parce que ces actions étaient détenues par TransAlta.

## Facilité de crédit liée au fonds de roulement

Nous disposons d'une facilité de crédit non garantie liée au fonds de roulement de 100,0 millions de dollars consentie par TransAlta. Les emprunts puisés sur la facilité portent intérêt au taux des acceptations bancaires, majoré d'un écart de taux de 200 points de base par année. Au 31 décembre 2014, le taux d'emprunt prévu était d'environ 3,30 % et variera selon les écarts de taux de crédit par rapport au taux des acceptations bancaires. La facilité sera utilisée aux fins générales de la société, y compris le financement des besoins courants au titre du fonds de roulement.

Aux 31 décembre 2014 et 2013, il n'y avait aucun solde d'emprunt aux termes de la facilité.

## Structure du capital

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2014		2013	
	Montant	%	Montant	%
Dette, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	634 729	38	665 850	38
Participation ne donnant pas le contrôle	37 847	2	39 290	2
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 002 908	60	1 027 769	60
<b>Total du capital</b>	<b>1 675 484</b>	<b>100</b>	<b>1 732 909</b>	<b>100</b>

## Engagements

Les paiements exigibles en vertu des obligations contractuelles de la société se présentent comme suit :

	Ententes de service à long terme	Services administratifs généraux	Contrats de location de matériel et redevances d'utilisation d'énergie hydraulique	Dette à long terme	Intérêt sur la dette à long terme	Total
2015	16 794	10 684	423	194 974	29 444	252 319
2016	14 182	10 899	428	67 866	22 272	115 647
2017	10 660	11 117	432	24 413	19 905	66 527
2018	12 186	11 350	294	291 211	12 089	327 130
2019	12 429	11 577	301	26 422	2 630	53 359
2020 et par la suite	58 726	188 634	4 006	56 088	1 966	309 420
<b>Total</b>	<b>124 977</b>	<b>244 261</b>	<b>5 884</b>	<b>660 974</b>	<b>88 306</b>	<b>1 124 402</b>

## Événement postérieur à la date de clôture

Le 11 février 2015, nous ainsi que notre partenaire avons émis des obligations garanties par notre centrale de Pingston, détenue conjointement. Notre quote-part du produit brut était de 45 millions de dollars. Les obligations portent intérêt au taux fixe annuel de 2,95 %. Les intérêts sont payables tous les semestres, et aucun remboursement de capital ne doit être effectué avant l'échéance en mai 2023. Le produit a servi à rembourser les débetures garanties d'un montant de 35 millions de dollars portant intérêt à un taux de 5,28 %. L'excédent du produit, déduction faite des coûts de transaction, servira aux fins générales de la société.

<sup>1</sup> La société inclut la trésorerie et les équivalents de trésorerie dont elle dispose, déduction faite du découvert bancaire, à titre de réduction dans le calcul du capital, le capital étant géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette.

## Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion, les documents intégrés par renvoi ainsi que d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «prévoir», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que nos résultats réels diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs ayant trait à nos activités et à notre rendement financier anticipé, y compris, mais sans s'y limiter : les dépenses engagées dans la croissance et des projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes au chapitre des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement et des coûts d'entretien, y compris l'entretien effectué par des tiers, ainsi que la variabilité de ces coûts; les attentes relatives au résultat futur et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et activités contractuelles; les niveaux d'incitatifs de l'aide gouvernementale; l'incidence prévue de notre participation financière dans le parc éolien du Wyoming sur les liquidités disponibles aux fins de distribution; le versement de dividendes futurs; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et son incidence sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité de la capacité et de la production; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues comme le programme de réduction des gaz à effet de serre de l'Alberta et leur incidence prévue sur la société, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables; les taux de croissance prévus sur nos marchés; les réclamations contractuelles ou réclamations juridiques éventuelles; les attentes quant à la capacité d'avoir accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; l'incidence estimée des fluctuations des taux d'intérêt et du dollar canadien par rapport au dollar américain; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes liées à la conclusion d'instruments financiers supplémentaires; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale; les flux de trésorerie estimés nécessaires au règlement des frais de démantèlement et de remise en état; et les attentes concernant les taux d'emprunt et nos pratiques de crédit.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : l'évolution de la conjoncture économique, notamment les fluctuations des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos centrales; les catastrophes naturelles; la menace posée par le terrorisme intérieur, les cyberattaques et d'autres catastrophes d'origine humaine; les pannes de matériel et notre capacité à procéder aux réparations dans des délais raisonnables et de manière rentable; les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; la garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les instances judiciaires et contractuelles impliquant la société; la dépendance à l'égard du personnel clé; les cadres réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons des activités; les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; et les projets de mise en valeur et les acquisitions. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» du présent rapport de gestion ainsi que dans la notice annuelle de 2015 pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 disponible sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ceux-ci. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements projetés pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. Nous ne pouvons garantir que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

## Perspectives pour 2015

### Contexte d'affaires

#### Environnement économique

Nous prévoyons une croissance faible dans l'ouest du Canada en 2015. Le ralentissement dans le secteur pétrolier et gazier devrait entraver la croissance économique en raison du fléchissement des investissements et de la baisse des dépenses de consommation. La croissance dans l'est du Canada devrait s'accélérer pour atteindre des taux modérés en 2015, stimulée en grande partie par les exportations en raison de la reprise aux États-Unis et du raffermissement du dollar américain.

Nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément à nos politiques de gestion du risque mises en œuvre. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

#### Législation environnementale

Le programme actuel de réduction des gaz à effet de serre de l'Alberta sera mis à jour à la mi-2015. La valeur réalisée à partir de nos éléments environnementaux générés dans la province pourrait subir l'incidence de la poursuite du programme. Les produits des activités ordinaires tirés des éléments environnementaux générés en Alberta se sont élevés à 7,5 millions de dollars en 2014 et à 10,2 millions de dollars en 2013.

### Activités d'exploitation

#### Production

Compte tenu de la production provenant du parc éolien du Wyoming, nous prévoyons que la production en 2015 se situera dans une fourchette de 3 250 à 3 550 GWh.

#### Flux de trésorerie contractuels

Comme nous avons recours à des CAÉ, notamment les CAÉ de TransAlta, toute notre capacité est actuellement sous contrat. La presque totalité de notre capacité est sous contrat pour les 9 à 21 prochaines années. De plus, pour 2015, respectivement environ 75 % et 96 % des éléments environnementaux de nos centrales éoliennes et hydroélectriques ont été vendus.

#### Incentifs gouvernementaux

Certaines de nos centrales éoliennes et hydroélectriques sont admissibles à des incitatifs en vertu du Programme d'encouragement à la production éolienne ou du Programme d'encouragement à l'électricité renouvelable ÉcoÉnergie parrainés par le gouvernement du Canada, qui favorisent le développement de projets de production d'énergie non polluante au Canada. Les centrales admissibles reçoivent des incitatifs déterminés pour chaque kilowattheure d'énergie produit, et ce, pour une durée d'au plus 10 ans après la mise en service. Nous prévoyons une diminution des produits en 2015 en raison de l'expiration en septembre 2014 des incitatifs au titre de l'unité 1 de Summerview. Les incitatifs obtenus pour l'unité 1 de Summerview se sont élevés à 1,0 million de dollars en 2014.

#### Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

Nous prévoyons que les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2015 seront semblables à celles de 2014. Nous avons conclu des ententes de service à long terme pour bon nombre de nos centrales éoliennes, ce qui nous permet de stabiliser les coûts. Au fil du temps, ces charges devraient augmenter à cause de l'inflation.

#### Participation financière dans le parc éolien du Wyoming

Nous estimons que les dividendes liés à notre placement en actions privilégiées au titre du parc éolien du Wyoming seront comparables en 2015 à ceux de 2014.

#### Exposition aux fluctuations des monnaies étrangères

En 2015, nous prévoyons que nous serons exposés aux fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain en raison de notre participation financière dans le parc éolien du Wyoming, étant donné que les actions privilégiées de celui-ci et les dividendes connexes sont libellés en dollars américains. Toutefois, ces expositions seront en partie contrebalancées par l'emprunt en dollars américains lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming, notre débenture de 20,0 millions de dollars américains et le paiement connexe des intérêts libellés en dollars américains. Tout changement apporté à nos placements à l'étranger ou à notre dette libellée en monnaies étrangères pourrait modifier notre exposition.

Nos autres actifs étant tous situés au Canada, ils sont très peu exposés aux fluctuations des monnaies étrangères. Nous pourrions acheter du matériel auprès de fournisseurs européens en vue de projets d'immobilisations futurs ou en raison de projets d'entretien imprévus, ce qui pourrait entraîner une exposition aux fluctuations de la valeur du dollar canadien relativement aux monnaies concernées.

Notre stratégie consiste à réduire au minimum, le cas échéant, l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain, à l'euro et à d'autres monnaies en concluant des contrats de change, dans la mesure où les charges et les produits libellés en monnaies étrangères ne se contrebalancent pas.

### Charge d'intérêt nette

Nous ne sommes pas exposés au risque de taux d'intérêt à l'égard de la dette à long terme, puisque tous les instruments portent intérêt à un taux fixe. La charge d'intérêt nette pour 2015 devrait être inférieure à celle de 2014, du fait surtout de la diminution de la valeur comptable et des remboursements de capital au titre du prêt à terme amortissable et du prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming. Toutefois, les fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain peuvent avoir une incidence sur le montant des charges d'intérêt engagées.

### Situation de trésorerie et sources de financement

En cas de baisse des volumes d'énergie éolienne ou des ressources hydroélectriques, ou en cas de coûts d'entretien imprévus, nous pourrions avoir besoin de liquidités supplémentaires dans l'avenir. Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur notre facilité de crédit liée au fonds de roulement avec TransAlta.

La société gère son risque de liquidité associé aux débetures échéant en 2015 et par la suite en élaborant et en mettant à jour des plans de financement externe à long terme qui reflètent les plans d'affaires et la disponibilité de capitaux sur le marché. La société prévoit refinancer sa dette venant à échéance selon des modalités commerciales raisonnables.

### Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables pour 2015, devrait s'établir entre environ 20 % et 25 %, ce qui est en deçà du taux prévu par la loi de 25 % en raison surtout de certains résultats qui ne sont pas assujettis à l'impôt.

## Dépenses d'investissement

### Dépenses d'investissement de maintien

Nos dépenses d'investissement de maintien sont composées de dépenses d'investissement courantes liées au maintien de la capacité de production existante de nos centrales.

Pour 2015, le total estimatif des dépenses d'investissement de maintien, déduction faite des apports reçus, est réparti comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses en 2014 <sup>1</sup>	Dépenses prévues en 2015 <sup>1</sup>
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	4	1-2
Entretien planifié	Travaux périodiques d'entretien planifié	5	6-7
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>		<b>9</b>	<b>7-9</b>

### Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la capacité d'emprunt existante par l'entremise de TransAlta.

<sup>1</sup> Montants présentés en millions de dollars.



## Gestion du risque

Nos activités nous exposent à des risques de toutes sortes, y compris, mais sans s'y limiter, les modifications de réglementation, les facteurs liés à un marché en constante évolution et la volatilité des marchés des produits de base. Notre objectif est de gérer ces risques afin que nous soyons protégés de manière raisonnable contre une variation inacceptable des résultats, une insuffisance des liquidités disponibles à des fins de distribution ou contre les risques financiers, tout en favorisant l'expansion de nos activités. Nous utilisons une structure de contrôle à niveaux multiples pour gérer le risque lié à nos activités, le risque lié aux marchés où nous menons nos activités et le risque lié à l'environnement politique et aux structures au sein desquels nous exerçons nos activités.

Les responsabilités de diverses parties prenantes de notre structure de contrôle de la gestion du risque sont décrites ci-après :

**Le conseil d'administration (le «conseil»)** assure la gérance de la société. Il exerce des pouvoirs et un contrôle absolu et exclusifs sur les biens et les affaires de la société. Sous réserve des dispositions de la Loi canadienne sur les sociétés par actions, le conseil peut déléguer certains de ces pouvoirs lorsqu'il ou ses membres indépendants, selon le cas, le jugent nécessaire ou souhaitable afin d'assurer l'administration efficace des responsabilités du conseil. Conformément à la convention de services de gestion, le conseil a délégué à TransAlta le pouvoir général d'administrer et de gérer les activités commerciales et les affaires internes de la société. Néanmoins, le conseil conserve certaines responsabilités qui sont décrites dans la charte du conseil d'administration.

Le rôle principal du **comité d'audit (le «comité»)** consiste à aider le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance à l'égard de nos contrôles internes, de la communication de l'information financière et du processus de gestion du risque.

Le comité est directement responsable de la surveillance des travaux de l'auditeur externe engagé pour établir et délivrer un rapport d'audit ou pour fournir d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation, y compris la résolution de désaccords entre l'auditeur externe et la direction. L'auditeur externe relève directement du comité. Le comité est également responsable de l'examen et de l'approbation des politiques d'embauche relatives aux associés et aux employés actuels et anciens de l'auditeur externe de la société. De plus, il approuve au préalable tous les services non liés à l'audit qui sont fournis par l'auditeur externe.

Le comité est responsable de l'établissement et du maintien de procédures satisfaisantes concernant la réception, la conservation et le traitement des plaintes et la soumission confidentielle, sous le couvert de l'anonymat, de questions touchant des points discutables en matière de comptabilité ou d'audit. Le comité rend compte devant le conseil et lui soumet un rapport à chaque réunion régulière de celui-ci décrivant les résultats des activités du comité et de tout examen qu'il a exécuté.

### Contrôles du risque

Nos contrôles du risque comportent plusieurs éléments importants :

#### Valeurs de la société

Nous nous efforçons d'encourager les convictions et les actions qui sont authentiques et respectueuses à l'égard de nos nombreuses parties prenantes. Pour y parvenir, nous investissons dans les collectivités où nous vivons et travaillons, veillons à la durabilité de l'exploitation et de la croissance, donnons priorité à la sécurité et nous montrons responsables envers les nombreux groupes et personnes avec qui nous travaillons.

#### Politiques

En vertu de la convention de services de gestion, TransAlta fournit tous les services d'administration et d'exploitation pouvant être essentiels ou souhaitables aux fins de la gestion des affaires de la société et aux fins de l'exploitation et de l'entretien de nos centrales éoliennes et hydroélectriques. TransAlta applique, à l'échelle de l'entreprise, un ensemble complet de politiques. Ces politiques visent la nomination des fondés de pouvoir et la fixation de plafonds pour les transactions commerciales ainsi que l'établissement d'un processus d'approbation des exceptions. Nous procédons régulièrement à des examens et audits afin de nous assurer que les politiques sont suivies par TransAlta. Tous les employés de TransAlta sont tenus de signer tous les ans le code de conduite de la société. Nos dirigeants et nos administrateurs doivent également signer chaque année un code de conduite similaire.

#### Facteurs de risque

Le risque est inhérent aux affaires. La rubrique qui suit présente certains facteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur nos résultats futurs ainsi que sur la façon dont nous atténuons ces risques. Ces risques surviennent isolément, mais doivent être pris en compte globalement.

## Risques liés aux activités, au secteur et aux conditions d'exploitation de la société

### *Nos centrales pourraient connaître des pannes de matériel.*

Les centrales électriques de la société pourraient ne plus fonctionner comme par le passé, en raison de différents facteurs, notamment une panne de matériel imputable, entre autres, à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou d'opération, ou à une désuétude précoce, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le volume d'énergie produite et, par conséquent, sur les produits et les liquidités disponibles aux fins de distribution. Des arrêts imprévus ou des temps d'arrêt prolongés à des fins d'entretien et de réparation augmentent habituellement les charges au titre des activités d'exploitation et d'entretien et réduisent les produits. Si le matériel d'une centrale exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation, ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives pourraient être touchés de manière défavorable.

Rien ne garantit que notre programme d'entretien pourra détecter les pannes potentielles de nos centrales avant qu'elles ne surviennent ou éliminer tous les effets défavorables en cas de panne. Bien que nous gardions des pièces de rechange en stock ou prenions par ailleurs des dispositions pour en obtenir afin de remplacer les pièces d'équipement essentielles pour se protéger contre certains risques d'exploitation, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir la perte de produits ou les hausses de frais et les pénalités qui pourraient nous être imposées si nous ne sommes pas en mesure d'exploiter nos centrales à un niveau nécessaire pour nous conformer à nos contrats de vente.

### *Nous sommes partie à d'importants contrats conclus avec des tiers, et tout manquement de leur part de s'acquitter de leurs obligations contractuelles pourrait avoir un effet défavorable important.*

Nous vendons la majorité de notre électricité et, dans certains cas, des crédits d'énergie renouvelable, à des tiers aux termes de CAÉ à long terme. Si, pour quelque raison que ce soit, l'un des acheteurs de l'électricité aux termes de ces CAÉ ne peut ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre du CAÉ en question, ou s'il refuse d'accepter la livraison d'électricité aux termes du CAÉ en question, nos actifs, nos passifs, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient subir une incidence importante et défavorable, puisque nous pourrions être dans l'impossibilité de remplacer le contrat par un contrat comportant des modalités équivalentes. Des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie, pourraient compromettre la capacité de certaines contreparties aux CAÉ ou de certains clients finaux à payer pour l'électricité reçue.

De plus, nous signons des contrats avec des tiers portant sur des matériaux et du matériel de production, en vertu desquels le versement d'un acompte est souvent exigé avant que ne soient fournis ou livrés du matériel et d'autres biens et services. Si un ou plusieurs de ces tiers étaient incapables de respecter leurs obligations aux termes des contrats, cette situation pourrait occasionner une perte de produits, des retards dans la remise en service du matériel et une augmentation des charges d'exploitation.

### *Nous pourrions subir une perte de produits ou une augmentation des frais et des pénalités si nous ne parvenons pas à exploiter nos centrales au niveau nécessaire pour nous conformer à nos CAÉ.*

La capacité de nos centrales à produire la quantité maximale d'électricité pouvant être vendue aux termes des CAÉ constitue un facteur important aux fins de la détermination de nos produits. Aux termes de certains CAÉ, si la centrale produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée, nous pourrions devoir payer une pénalité à l'acheteur concerné. Le paiement de ces pénalités pourrait avoir une incidence défavorable sur nos produits et notre rentabilité.

### *Nous sommes assujettis à une abondante réglementation gouvernementale, à des programmes incitatifs et à une surveillance dans un certain nombre de territoires, et ces facteurs peuvent se répercuter sur notre rendement financier et restreindre notre flexibilité. De plus, si nous ne respectons pas les critères qui y sont assortis, nous pourrions faire l'objet de mesures défavorables de la part des autorités de réglementation.*

Le marché de la production d'électricité est fortement influencé par les règlements et les politiques des gouvernements fédéral, provinciaux et locaux. Bon nombre de ces règlements et politiques ont été conçus pour favoriser le développement d'énergies renouvelables, la fixation d'un prix pour l'électricité et l'interconnexion.

Notre incapacité à prévoir ou à influencer les projets de modification des lois ou des règlements ou à y réagir de façon appropriée, notamment l'incapacité d'obtenir les augmentations prévues ou convenues des taux tarifaires de l'électricité ou les rajustements de tarif afin de tenir compte de l'augmentation des frais, pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation. De plus, des modifications apportées aux lois ou aux règlements ou des modifications apportées à l'application ou à l'interprétation des dispositions réglementaires dans les territoires où nous exerçons nos activités (particulièrement où les tarifs à long terme ou les CAÉ sont assujettis à l'examen ou à l'approbation des organismes de réglementation) pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités.

L'une ou l'autre des situations susmentionnées pourrait réduire les produits, augmenter les coûts ou réduire les marges des projets touchés, ce qui aurait une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation.

Nous détenons des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de nos centrales. Ces licences et permis sont cruciaux pour nos activités. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des centrales. Dans certains cas, ces permis pourraient devoir être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue des centrales, et rien ne garantit que ces renouvellements seront obtenus. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si nous nous conformons à leurs modalités. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'électricité futurs.

*Nos activités sont régies par des lois et des règlements stricts en matière d'environnement.*

Nos activités sont régies par des lois et des règlements stricts en matière d'environnement adoptés et administrés par les gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux des territoires où nous exerçons nos activités. Généralement, ces lois et règlements visent notamment l'utilisation de l'eau, la protection de la faune, la conservation des terres humides, la décontamination, les exigences relatives à l'élimination des déchets, la conservation des artefacts archéologiques, la conservation des espèces menacées et la limitation du bruit. L'omission de respecter les lois et les règlements applicables en matière d'environnement ou d'obtenir les permis environnementaux nécessaires, ou de s'y conformer, en vertu de ces lois et règlements pourrait donner lieu à des amendes ou à d'autres sanctions qui nous sont imposées. Les lois et règlements en matière d'environnement qui touchent la production et la distribution d'électricité sont complexes et ont tendance à être resserrés au fil du temps. Ces lois et règlements ont entraîné, et les lois et règlements proposés pourraient entraîner dans l'avenir, des coûts supplémentaires.

*La fluctuation imprévue des coûts d'entretien ou des coûts et de la durabilité des composantes de nos centrales pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation.*

Des augmentations imprévues dans la structure de nos coûts qui sont indépendantes de notre volonté pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre rendement financier. À titre d'exemple, ces coûts peuvent comprendre, entre autres, des augmentations imprévues des coûts engagés pour se procurer les matériaux et les services nécessaires aux activités d'entretien, et le remplacement imprévu ou le coût de réparation des composantes du matériel en raison du mauvais rendement ou de la durabilité moins longue que prévu de ces composantes.

*Le secteur de la production d'électricité comporte certains risques inhérents liés à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement qui pourraient faire en sorte que nous devions engager des dépenses imprévues ou payer des amendes ou des pénalités ou subir d'autres conséquences qui sont importantes pour notre entreprise et nos activités.*

La propriété et l'exploitation d'actifs de production d'énergie renouvelable comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque que des ordonnances soient prononcées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses ou de prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, que des pénalités éventuelles soient imposées pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et qu'une responsabilité civile éventuelle soit engagée. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations devrait demeurer importante pour nos activités. La survenance de l'un de ces événements ou des modifications ou ajouts apportés aux lois, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement ou une application plus rigoureuse de ceux-ci pourrait avoir une incidence importante sur l'exploitation et entraîner des dépenses supplémentaires importantes.

*Nos centrales et nos activités sont touchées par les effets de catastrophes naturelles et d'autres événements naturels ou d'origine humaine catastrophiques qui échappent à notre contrôle et ceux-ci pourraient avoir un effet défavorable important.*

Nos centrales et nos activités sont exposées à des dommages et à des interruptions potentiels ou à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les incendies, les tempêtes de verglas et les tremblements de terre), à des pannes de matériel et à d'autres événements similaires. Dans le cas d'un désastre environnemental, d'un attentat terroriste, d'un acte de guerre ou d'une autre catastrophe naturelle, humaine ou technique, une partie ou l'ensemble de nos centrales de production et de nos infrastructures pourraient être perturbées. La survenance d'un événement marquant qui empêche nos actifs de production d'énergie renouvelable de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. La survenance d'un tel événement pourrait ne pas nous dispenser des obligations qui nous incombent aux termes de CAÉ ou d'autres conventions conclues avec des tiers. De plus, le fait que bon nombre de nos centrales de production soient situées en zones éloignées peut faire en sorte qu'il soit plus difficile d'y avoir accès pour réparer les dommages.

*Nos centrales dépendent de systèmes de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes détenus et exploités par des tiers, et ces systèmes sont assujettis à certaines contraintes tant réglementaires que physiques qui pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité.*

Nos centrales de production d'électricité dépendent de systèmes de transport et d'installations connexes détenus et exploités par des tiers pour la livraison de l'électricité produite par nous à des points de livraison où a lieu le transfert du titre de propriété. Ces réseaux sont assujettis à des contraintes réglementaires et physiques qui, dans certains cas, pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité. En cas d'urgence, il est possible que nos centrales de production d'électricité soient déconnectées physiquement du réseau, ou que leur production soit réduite, pendant un court laps de temps. Selon la plupart de nos contrats de vente d'électricité, aucun paiement n'est fait si l'électricité n'est pas livrée.

*Des ruptures de barrage peuvent entraîner une perte de capacité de production, une augmentation des frais d'entretien et de réparation, et d'autres obligations.*

Il demeure possible qu'une catastrophe naturelle ou causée par l'homme et certains autres événements entraînent des ruptures de barrage pouvant toucher nos centrales hydroélectriques et occasionner une perte de capacité de production, causer des dommages à l'environnement et porter préjudice à des tiers ou au public. Ces ruptures pourraient nous contraindre à engager des dépenses en capital et d'autres ressources considérables ou à verser d'importantes sommes en dommages-intérêts. Rien ne garantit que notre programme de sécurité des barrages permettra de déceler les ruptures de barrage éventuelles avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur les frais et l'exploitation. Nous gérons ce risque en suivant des procédures d'entretien préventif et en souscrivant des assurances; toutefois, si une rupture de barrage suffisamment importante se produisait, l'assurance, si elle était disponible, pourrait ne pas être adéquate et nous pourrions subir un effet défavorable important.

*Une augmentation importante des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique pourrait avoir un effet défavorable important.*

Nous sommes tenus de verser des redevances pour les droits relatifs à l'eau. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les autorités gouvernementales des territoires dans lesquels sont situés nos actifs hydroélectriques changent la façon dont elles réglementent l'approvisionnement en eau, cela pourrait nuire de façon importante à nos activités, à nos résultats d'exploitation, à notre situation financière ou à nos perspectives.

*Si notre approvisionnement en eau est réduit de façon importante, cela pourrait avoir des effets défavorables sur nos activités.*

L'exploitation de centrales hydroélectriques nécessite un débit d'eau continu. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de notre volonté pourraient réduire le débit d'eau de nos centrales. Une réduction importante du débit d'eau de nos centrales limiterait notre capacité de produire et de commercialiser l'électricité à partir de ces centrales et pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. De plus, une réglementation de plus en plus poussée s'applique à l'usage, au traitement et à l'évacuation des eaux et à l'obtention des droits relatifs à l'eau dans les territoires où nous exerçons nos activités. Tout changement apporté à la réglementation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

*La variation de l'intensité du vent peut avoir une incidence négative sur la quantité d'électricité produite par nos centrales éoliennes.*

Le vent est par nature variable. Par conséquent, la quantité d'électricité produite par nos centrales éoliennes variera également. De plus, la force et la constance des ressources de nos centrales éoliennes peuvent différer de nos prévisions en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment : la mesure dans laquelle nos données éoliennes historiques et les prévisions propres à un de nos sites représentent de façon exacte la vitesse, la force et la constance réelles des vents à long terme; l'effet possible des facteurs climatiques; l'exactitude de nos hypothèses à l'égard, entre autres, du climat, de l'accumulation de glace, de la détérioration, de l'accès aux sites, du sillage et du cisaillement du vent, et des pertes de transmission; et l'incidence éventuelle des variations topographiques. Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'une ou de plusieurs de nos centrales éoliennes sur une période prolongée pourrait abaisser la production de ces centrales, ainsi que tous les éléments environnementaux qui nous reviennent sur le plan de cette production et diminuer nos produits et notre rentabilité.

## Risques liés à nos relations avec TransAlta

*TransAlta peut exercer une influence considérable sur nous, et nous dépendons grandement de TransAlta à titre de gestionnaire. TransAlta n'est pas nécessairement tenue d'agir dans le meilleur intérêt de la société ou de ses actionnaires, et la responsabilité de TransAlta est limitée à certains égards.*

TransAlta est l'actionnaire majoritaire de la société en plus d'être responsable de sa gestion et de son exploitation. En outre, TransAlta est en mesure de nommer des administrateurs au conseil, et nous nous fierons à TransAlta exclusivement pour déceler des acquisitions et des occasions de croissance. Par conséquent, TransAlta est en mesure d'exercer une influence considérable sur nos activités, notre administration et notre croissance. Nous dépendons des services de gestion et d'administration fournis par TransAlta ou sous sa direction aux termes de la convention de services de gestion. Le personnel et les employés de soutien de TransAlta qui nous fournissent des services ne sont pas tenus d'avoir comme principale responsabilité notre gestion et notre administration ni d'agir exclusivement pour notre compte. Même si nous ne sommes pas satisfaits de la façon dont TransAlta fournit ses services aux termes de la convention de services de gestion, nous n'avons pas le droit de remplacer TransAlta à titre de gestionnaire avant l'expiration de la durée initiale de 20 ans, à moins que certains événements ne surviennent. Aux termes de la convention de gouvernance et de coopération, TransAlta n'est pas tenue d'attribuer, selon un seuil établi, des ressources consacrées à la recherche d'occasions de production d'énergie renouvelable pour nous ni de nous offrir des occasions particulières. Si nos activités ne sont pas gérées efficacement ou si notre stratégie de croissance n'est pas mise en œuvre, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

La convention de services de gestion et la convention de gouvernance et de coopération conclues avec TransAlta n'imposent aucune obligation à TransAlta d'agir dans notre intérêt, et elles n'interdiront pas à TransAlta d'exercer d'autres activités commerciales pouvant concurrencer les nôtres. De plus, même si TransAlta et les membres de son groupe auront accès à des renseignements confidentiels et seront assujettis à des obligations de confidentialité, la convention de services de gestion ne renferme pas de dispositions générales en matière de confidentialité. Il est également possible que des conflits d'intérêts surviennent entre nous et TransAlta et que ceux-ci soient réglés d'une manière qui n'est pas dans notre intérêt ou dans l'intérêt de nos actionnaires.

Dans toute la mesure permise par la loi et aux termes de la convention de services de gestion, la responsabilité de TransAlta est limitée pour ce qui est des actes de mauvaise foi, des fraudes ou des inconduites volontaires ou, dans le cas d'un acte criminel, de tout geste posé dont l'illégalité était connue. Cependant, TransAlta doit assumer les responsabilités découlant d'une faute lourde. En outre, nous acceptons d'indemniser TransAlta, dans toute la mesure permise par la loi, contre les réclamations, les responsabilités, les pertes, les dommages, les coûts ou les frais d'une personne indemnisée ou qui sont fortement susceptibles de survenir dans le cadre de l'exploitation, des placements et de nos activités, ou encore relativement à la convention de services de gestion ou aux services fournis par TransAlta ou en découlant.

## Risques liés aux activités de comptabilité et de financement

*Nous pourrions ne pas être en mesure de refinancer nos dettes existantes ou de le faire selon des modalités comparables aux modalités existantes.*

Nous sommes tenus de refinancer certaines dettes au fur et à mesure qu'elles deviennent échues de temps à autre, y compris nos dettes aux termes des débentures émises par notre filiale en propriété exclusive Canadian Hydro Developers, Inc. qui viennent à échéance en 2015. Rien ne garantit que nous serons en mesure d'obtenir du financement pour rembourser le capital de ces dettes et, si nous y parvenons, de le faire selon des modalités comparables aux modalités existantes ou que ces modalités seront acceptables pour nous. Si nous contractons une nouvelle dette à des taux d'intérêt considérablement plus élevés ou selon des modalités de remboursement du capital plus punitives que celles de notre dette existante, nos résultats financiers et les liquidités disponibles à des fins de distribution pourraient en subir les contrecoups.

*Nous pourrions ne pas être en mesure de financer nos activités ou la croissance de nos activités.*

La récupération des immobilisations dans un projet de production d'énergie renouvelable se fait habituellement sur une longue période. Par conséquent, nous devons recueillir des fonds au moyen de financements par capitaux propres ou par titres d'emprunt, y compris des opérations sur l'équité fiscale, ou de subventions gouvernementales pour nous aider à financer l'acquisition de projets et à régler les frais généraux et administratifs liés à l'exercice de nos activités. Notre capacité à recueillir du financement, que ce soit pour l'entreprise ou une filiale (notamment une dette liée à un projet sans droit de recours), de même que le coût de ces immobilisations dépendent de nombreux facteurs, dont les suivants : i) la conjoncture économique et boursière en général; ii) la capacité d'obtenir du crédit auprès de TransAlta, de banques et d'autres institutions financières; iii) la confiance des investisseurs à notre égard et les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités; iv) notre rendement financier et celui de nos filiales; v) notre niveau d'endettement et le respect des clauses restrictives de nos conventions de prêt; et vi) nos flux de trésorerie.

L'augmentation des taux d'intérêt et/ou la réduction du financement par emprunt de projets pourraient réduire le nombre de projets de production d'énergie renouvelable que nous sommes en mesure de financer. Bien que nos emprunts soient assortis de paiements d'intérêts à taux fixe, une augmentation des taux d'intérêt pourrait réduire notre rendement du capital investi. Nous pourrions ne pas être en mesure d'obtenir les fonds nécessaires ou de les obtenir selon des modalités que nous jugeons acceptables notamment pour ces raisons. Si nous n'étions pas en mesure d'obtenir des fonds supplémentaires lorsque nous en avons besoin, nous pourrions être tenus de reporter l'acquisition et la construction de projets, de réduire la portée des projets, d'abandonner ou de vendre une partie ou la totalité de nos projets ou centrales, ou encore contrevenir à nos engagements contractuels à l'avenir, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

### Risques liés à la croissance de notre entreprise

*Nous pourrions faire face à une vive concurrence concernant l'acquisition de projets de production d'énergie renouvelable de grande qualité et pourrions être incapables de mener à bien et d'intégrer les acquisitions.*

Notre plan d'affaires vise notamment la croissance grâce au repérage d'occasions d'acquisitions appropriées, à la matérialisation de telles occasions, à la réalisation d'acquisitions ainsi qu'à l'intégration efficace de celles-ci à nos activités existantes. Rien ne garantit que nous serons en mesure de repérer des candidats attrayants pour de telles acquisitions à l'avenir (que ce soit par l'intermédiaire de TransAlta ou autrement), de procéder à des acquisitions qui augmenteront le montant des liquidités disponibles à des fins de distribution ou de réussir à intégrer les acquisitions à nos activités existantes. Il est probable que nous ferons face à une vive concurrence relativement à des occasions d'acquisition avec d'autres sociétés d'énergie renouvelable et d'autres sociétés d'énergie traditionnelle et, dans la mesure où ces occasions sont repérées, nous pourrions ne pas être en mesure de procéder à des acquisitions en raison du manque de ressources financières.

Toute acquisition pourrait comporter des risques potentiels, dont une augmentation de la dette, l'incapacité à intégrer avec succès les activités, l'incapacité à maintenir les CAÉ et les taux relatifs aux programmes de tarification incitative, l'interruption éventuelle de nos activités courantes et le détournement de l'attention de la direction des autres entreprises commerciales et la possibilité que nous verserons un montant supérieur à la valeur du projet acquis ou de la participation acquise. Il pourrait aussi y avoir des obligations dont nous n'avons pas connaissance ou que nous n'avons pu découvrir dans le cadre de notre contrôle préalable à la réalisation de l'acquisition, et nous pourrions ne pas toucher d'indemnités payées par le vendeur à l'égard d'une partie ou de l'ensemble de ces obligations. De plus, nos obligations en matière de financement relativement aux coûts d'acquisition et d'intégration pourraient réduire les fonds pouvant être affectés au paiement de dividendes.

*Notre stratégie de croissance est axée sur l'acquisition de projets de production d'énergie renouvelable et de gaz naturel et d'autres infrastructures de grande qualité visés par des contrats et rien ne garantit que nous réussirons à mettre à exécution cette stratégie.*

Notre stratégie de croissance consiste à acquérir des flux de trésorerie stables associés à des centrales d'énergie renouvelable et de gaz naturel et d'autres infrastructures de grande qualité visées par des contrats dans le but d'obtenir un rendement sur le capital investi. Cependant, rien ne garantit que nous réussirons à acquérir ce type d'actifs à des prix attrayants pour poursuivre notre croissance. La mise en œuvre réussie de la stratégie de croissance exige non seulement qu'elle soit réalisée au moment opportun, mais aussi qu'elle fasse l'objet d'une appréciation commerciale prudente, et que des ressources suffisantes soient disponibles pour effectuer un contrôle préalable et une évaluation de ces actifs. Nous pouvons sous-estimer la performance financière de ces acquisitions ou être incapables d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions à nos activités existantes.

## Instrument financiers

Les instruments financiers servent à gérer le risque de taux d'intérêt, le risque lié aux prix des produits de base, le risque lié aux fluctuations des monnaies étrangères ainsi que les autres risques de marché. TransAlta a recours à des contrats dérivés avec des contreparties externes en notre nom. Les instruments financiers dérivés sont comptabilisés à la juste valeur. La comptabilisation initiale de la juste valeur et les variations ultérieures de la juste valeur peuvent avoir une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation se produit si la comptabilité de couverture n'est pas utilisée. Sinon, les variations de la juste valeur n'auront généralement pas d'incidence sur le résultat jusqu'à la date de règlement de l'instrument financier.

Nous avons recours principalement à deux types d'instruments financiers : 1) ceux utilisés dans le cadre des activités de négociation sur les produits énergétiques ou de couverture du prix des produits de base et d'autres activités de conclusion de contrats; et 2) ceux utilisés dans le cadre des couvertures de titres d'emprunt libellés en monnaies étrangères, de projets et de dépenses.

Nous pouvons conclure des opérations sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Ces instruments sont définis comme des instruments financiers de niveau III selon les IFRS. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et la juste valeur est, par conséquent, établie à l'aide de modèles d'évaluation fondés sur des hypothèses ou des données établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III peuvent être établies en utilisant des données comme la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés et distincts et des produits structurés, et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques, selon la nature de l'instrument sous-jacent.

Nous pouvons aussi avoir divers contrats de dérivés ayant une durée s'étirant sur plus de cinq ans. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur doit être déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

Au 31 décembre 2014, la valeur comptable nette du passif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 0,1 million de dollars (valeur comptable du passif net de 0,1 million de dollars en 2013).

## Méthodes et estimations comptables critiques

La préparation des états financiers exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

Dans le processus d'application des méthodes comptables de la société décrites ci-dessous, la direction exerce divers jugements et fait des estimations à l'égard de questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement des estimations, et qui peuvent avoir un effet significatif sur les montants qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions importantes sur la situation ou la performance financières de la société. Les jugements importants et les sources d'incertitude de mesure qui en résultent sont décrits ci-après :

### Réévaluation des immobilisations corporelles et incorporelles

Au moment de la création, la société a conclu des CAÉ à prix fixe avec TransAlta relativement à certaines centrales éoliennes et hydroélectriques. Par conséquent, la société a réévalué la valeur comptable des immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles de ces centrales. La réévaluation était basée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie devant être générés par les centrales sur leur durée d'utilité résiduelle estimée. Pour déterminer les flux de trésorerie sous-jacents de chaque centrale, la direction a dû faire des estimations et formuler des hypothèses concernant les niveaux de production prévus, les redevances et autres coûts de production, les interruptions planifiées et non planifiées, les charges d'exploitation fixes, les coûts liés au démantèlement des actifs, les autres entrées ou sorties de trésorerie sur la durée de vie des centrales, les modifications apportées à la réglementation, et la capacité ou les restrictions de transport. Par suite de l'évaluation, la valeur comptable de ces centrales a été diminuée de 205,8 millions de dollars en 2013.

### Dépréciation des immobilisations corporelles

Il y a une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif excède sa valeur recouvrable, soit la juste valeur diminuée des coûts de la sortie ou la valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Chaque date de présentation de l'information financière, la société évalue s'il existe un signe qu'une perte de valeur existe ou qu'une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de la sortie, il faut utiliser les informations sur les transactions de tiers pour des actifs similaires et, s'il n'existe pas d'informations disponibles,

d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés. La valeur d'utilité est calculée d'après la valeur actuelle des meilleures estimations de la direction des flux de trésorerie futurs fondés sur l'utilisation courante et la condition actuelle de l'actif. Pour faire une estimation de la juste valeur diminuée des coûts de sortie ou de la valeur d'utilité au moyen des flux de trésorerie actualisés, des estimations doivent être faites et des hypothèses doivent être posées sur les prix de vente, la production, les coûts liés au démantèlement et les autres entrées et sorties de trésorerie sur la durée de vie des centrales, qui peut s'échelonner entre 25 et 50 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix convenus, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, les modifications apportées à la réglementation, et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle de la centrale. Des taux d'actualisation appropriés reflétant les risques spécifiques aux actifs faisant l'objet d'un examen sont utilisés dans le cadre des évaluations. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer d'une période à l'autre, et les résultats réels peuvent différer et diffèrent souvent des estimations. De plus, ils peuvent avoir une incidence positive ou négative sur l'imputation pour dépréciation estimée, laquelle incidence pourrait être importante. Tous les actifs de production de la société sont visés par les CAÉ de TransAlta ou d'autres CAÉ conclus avec diverses parties.

## Impôts sur le résultat

La préparation des états financiers consolidés requiert une estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où la société exerce ses activités. Cela suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporaires attribuables à des éléments dont le traitement aux fins fiscales diffère du traitement aux fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. La direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les interprétations, les lois et les règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'interprétations et de traitements différents des estimations de la société pourrait avoir des effets importants sur les montants comptabilisés au titre des actifs et des passifs d'impôt différé.

## Provisions pour frais de démantèlement et de remise en état

Nous comptabilisons des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état des immobilisations corporelles au cours de la période où elles sont constituées si nous avons une obligation juridique ou implicite de remettre la centrale ou le site en état. Le montant de la provision comptabilisé correspond à l'estimation la plus probable des dépenses nécessaires pour éteindre l'obligation actuelle. Les valeurs prévues sont pondérées en fonction d'un facteur de probabilité afin de tenir compte des risques et des incertitudes liés au moment et au montant du règlement d'un grand nombre de provisions. Les valeurs prévues sont actualisées au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de l'évaluation de la solvabilité de la société par le marché.

Au 31 décembre 2014, la provision constituée à l'égard des activités de démantèlement et de remise en état s'élevait à 16,3 millions de dollars (12,4 millions de dollars en 2013). Nous estimons à environ 133 millions de dollars (133 millions de dollars en 2013) le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaire pour s'acquitter de cette provision entre 2029 et 2060. La grande partie des coûts sera engagée entre 2030 et 2050.

Facteur	Augmentation	Diminution approximative du résultat net
Taux d'actualisation	1 %	123
Flux de trésorerie non actualisés	10 %	78

## Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits et les résultats passés, compte tenu de la durée matérielle prévue de l'actif, des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue, de la désuétude technologique possible et de la réglementation. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est examinée au moins une fois l'an afin d'assurer qu'elle continue d'être appropriée.

## Acquisition des actifs de production

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises sous contrôle commun, puisque TransAlta détenait le contrôle des actifs acquis avant et après la date d'acquisition. La méthode de la mise en commun d'intérêts, ou la méthode axée sur la valeur comptable, a été utilisée par TransAlta Renewables pour comptabiliser les actifs acquis pour la période comparative de 2013. Les états financiers des actifs acquis et de la société ont été regroupés à leur valeur comptable, comme si les actifs acquis avaient toujours été détenus par TransAlta Renewables, à l'exception de la comptabilisation d'une réduction de la valeur comptable de certaines centrales hydroélectriques et éoliennes découlant d'une réévaluation fondée sur les conditions des CAÉ de TransAlta, comme il est indiqué à la rubrique «Réévaluation des immobilisations corporelles et incorporelles» de la présente section du rapport de gestion.



## Opérations et soldes avec les parties liées

### Relation avec TransAlta après l'acquisition

Après l'acquisition, nous avons conclu certaines ententes et opérations avec TransAlta, qui sont décrites de manière plus détaillée ci-dessous.

#### Opérations avec les parties liées

Les montants comptabilisés découlant d'opérations avec TransAlta ou les filiales de TransAlta sont présentés comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013
Produits tirés des CAÉ de TransAlta (I)	31 376	13 930
Ajustements des redevances et des autres coûts liés aux produits (II)	1 523	-
Dividendes sur actions privilégiées au titre du parc éolien du Wyoming	9 331	-
Honoraires de remboursement de frais administratifs généraux (III)	10 380	3 951
Charge d'intérêt sur le prêt à terme amortissable	7 448	3 178
Charge d'intérêt sur l'emprunt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming	4 021	123
Charge d'intérêt sur les lettres de crédit et les garanties	40	2 297

#### I. CAÉ de TransAlta

Nous avons conclu des contrats avec TransAlta pour certaines centrales éoliennes et hydroélectriques, prévoyant l'achat par TransAlta, pour un prix fixe, de toute l'électricité produite par ces centrales. Le prix initial à payer par TransAlta en 2013 pour la production en vertu des CAÉ de TransAlta est de 30,00 \$ par MWh pour les centrales éoliennes et de 45,00 \$ par MWh pour les centrales hydroélectriques, et ces montants seront rajustés annuellement pour tenir compte de la fluctuation de l'indice des prix à la consommation («IPC»). TransAlta ne doit acheter que l'électricité qui est réellement produite. Chaque CAÉ de TransAlta a une durée de 20 ans ou équivalente à la durée d'utilité de l'immobilisation, si celle-ci est inférieure à 20 ans.

#### II. Ajustements des redevances et des autres coûts

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, un montant de 1,5 million de dollars a été comptabilisé à titre de réduction des redevances et des autres coûts. La société et TransAlta ont ajusté la méthode de calcul des redevances liées aux produits afin d'aligner les coûts engagés par nous sur les produits des CAÉ de TransAlta. De ce montant, 0,6 million de dollars sont liés à la période allant de la mise en place, le 9 août 2013, au 31 décembre 2013.

#### III. Convention de services de gestion

En vertu de la convention de services de gestion, TransAlta fournit tous les services administratifs généraux, notamment les services de personnes agissant à titre de principaux dirigeants, pouvant être essentiels ou souhaitables aux fins de la gestion des affaires de la société. En contrepartie des services rendus, nous versons à TransAlta des honoraires (les «honoraires de remboursement de frais administratifs généraux»), rajustés annuellement pour tenir compte de la fluctuation de l'IPC. Ils augmenteront ou diminueront selon un montant équivalant à 5,0 % du montant de toute hausse ou baisse, respectivement, de notre BAIIA total par suite de l'acquisition ou de la cession d'actifs par la société.

TransAlta offre également des services d'exploitation et d'entretien en vertu de la convention de services de gestion, qui comprennent en général tous les services pouvant être essentiels ou exigés aux fins de l'exploitation et de l'entretien de nos centrales éoliennes et hydroélectriques. TransAlta est remboursée pour tous les frais et tous les coûts décaissés et ceux liés à des tiers, y compris les salaires et les avantages sociaux relatifs à la gestion et à l'exploitation des centrales non compris dans les honoraires de remboursement de frais administratifs généraux.

La convention de services de gestion a une durée initiale de 20 ans et est automatiquement renouvelée par la suite pour des durées successives de cinq ans après l'échéance initiale ou tout renouvellement de la convention, à moins qu'une des parties ne la résilie.

#### IV. Convention de gouvernance et de coopération

En vertu de la convention de gouvernance et de coopération, TransAlta constitue la structure principale par l'entremise de laquelle nous ferons l'acquisition de projets d'énergie renouvelable ou les mettrons en valeur. La convention de gouvernance et de coopération prévoit notamment que nous nous fierons à TransAlta exclusivement pour : i) déterminer les occasions d'acquisition ou de mise en valeur pour nous (les «occasions»); ii) évaluer si les occasions nous conviennent; iii) présenter au conseil, à des fins d'évaluation et d'approbation, les occasions qui nous conviennent et qui respectent nos objectifs stratégiques; et iv) saisir et mener à bien les occasions approuvées par le conseil. TransAlta et les membres de son groupe ne sont pas tenus de consacrer un nombre minimal de ressources à la recherche d'occasions de production d'énergie renouvelable ni de nous offrir des occasions particulières. L'approbation d'une occasion comprenant le transfert d'intérêts de TransAlta ou des personnes de son groupe à notre égard doit être soutenue et approuvée par la majorité des administrateurs indépendants au sein du conseil.

#### Soldes avec les parties liées

Les soldes avec les parties liées comprennent les soldes suivants :

Aux 31 décembre	2014	2013
Placement en actions privilégiées	119 179	109 325
Créances clients	7 136	10 232
Dettes fournisseurs	3 142	5 048
Dividendes à verser	10 345	23 600
Intérêts à payer	2 795	3 311
Passifs nets de gestion du risque	117	104
Prêt à terme amortissable (I)	178 364	200 000
Emprunt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming (II)	100 912	108 528
Lettres de crédit émises par TransAlta au nom de la société (III)	4 503	4 503
Garanties fournies par TransAlta au nom de la société (IV)	226 500	226 500

Toutes ces opérations sont liées à TransAlta ou à ses filiales.

##### I. Prêt à terme amortissable

Nous avons émis un prêt non garanti en faveur de TransAlta à titre de contrepartie partielle pour l'acquisition en 2013 d'actifs de production éolienne et hydroélectrique auprès de TransAlta. Le prêt a une échéance de sept ans et porte intérêt à un taux de 4,0 %, un montant de capital et d'intérêts de 14,7 millions de dollars étant payable tous les semestres.

##### II. Prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming

Il s'agit d'un prêt libellé en dollars américains octroyé par TransAlta afin de financer l'acquisition de la participation financière dans Wyoming Wind LLC. Le prêt est non garanti et porte intérêt à un taux de 4,0 %, les intérêts étant payables trimestriellement. Des remboursements de capital d'un total d'au moins 15,0 millions de dollars américains sont exigés pour 2015 et 2016. Le solde de capital impayé à la date d'échéance, soit le 31 décembre 2018, devra être réglé à ce moment-là.

##### III. Lettres de crédit

TransAlta a fourni des lettres de crédit au nom de la société. Tous les montants à payer par la société pour des obligations en vertu de contrats, auxquels les lettres de crédit se rapportent, figurent dans les états de la situation financière consolidés. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Aucun montant n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements.

##### IV. Garanties

TransAlta a conclu plusieurs contrats de garantie pour 226,5 millions de dollars au nom de la société. Deux garanties totalisant 206,0 millions de dollars sont liées au parc éolien de New Richmond. Si la société ne respecte pas les dispositions des contrats connexes, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement de TransAlta. La société paie les intérêts et les frais associés à ces garanties.

## Relations avec TransAlta avant l'acquisition

Les actifs acquis étaient auparavant gérés et exploités dans le cours normal des affaires par TransAlta, ainsi que d'autres entreprises et sociétés affiliées de TransAlta. Les états financiers n'ont pas été préparés par le passé pour les actifs acquis, puisque ceux-ci n'étaient pas exploités comme une entité distincte. Certains coûts partagés ont été attribués aux actifs acquis et présentés comme des charges dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition. La direction de TransAlta et la société considèrent que les méthodes de répartition utilisées sont raisonnables et reflètent de façon appropriée les charges connexes attribuables aux actifs acquis; toutefois, les charges présentées dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition ne sont pas nécessairement représentatives des charges réelles qui auraient été engagées au cours des périodes présentées si la société avait exercé ses activités comme une entité distincte. De plus, les charges présentées dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition ne sont pas nécessairement représentatives des charges qui seront engagées dans l'avenir par la société. Les transactions entre TransAlta et les actifs acquis antérieurement à l'acquisition ont été identifiées comme des transactions entre parties liées dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition. Il est possible que les modalités des transactions entre TransAlta et ses sociétés affiliées ne soient pas identiques à celles qui résulteraient de transactions entre parties non liées. De l'avis de la direction de TransAlta, tous les ajustements nécessaires pour assurer une présentation fidèle des états financiers de la période antérieure à l'acquisition ont été effectués. Les informations additionnelles liées à la préparation des états financiers de la période antérieure à l'acquisition se présentent comme suit :

### Participation nette de la société mère

La participation nette de TransAlta dans les actifs acquis est présentée à titre de «participation nette de la société mère» plutôt que de capitaux propres dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition, puisque TransAlta ne détenait aucune action dans les actifs acquis (les actifs acquis n'étant pas une entité juridique distincte). L'évolution de la participation nette de la société mère inclut les transferts de fonds nets et les autres transferts à la société mère et aux actifs acquis et en provenance de celle-ci et de ceux-ci.

### Gestion de la trésorerie

Les actifs acquis participaient par le passé aux programmes centralisés de gestion de la trésorerie de TransAlta. Pour certains des actifs acquis, les entrées de trésorerie étaient reçues par la société mère et les débours étaient effectués par celle-ci, et tout excédent de trésorerie était conservé par TransAlta. Les variations de la trésorerie nette conservée par la société mère au titre de ces facilités sont, aux fins des états financiers de la période antérieure à l'acquisition, présentées dans les transferts nets de la société mère aux états des variations des capitaux propres consolidés. En ce qui a trait aux autres facilités d'exploitation, les entrées de trésorerie et les débours étaient gérés directement par la société qui détenait la facilité, et les fonds qui n'étaient pas nécessaires à court terme étaient transférés dans un compte bancaire centralisé détenu par TransAlta. En outre, les transferts à la société mère et en provenance de celle-ci étaient comptabilisés dans les emprunts de parties liées. La trésorerie conservée par TransAlta au nom des actifs acquis n'était pas conservée dans des comptes distincts, mais plutôt regroupée avec la trésorerie d'autres entités de TransAlta.

Depuis l'acquisition, la trésorerie de TransAlta Renewables est conservée dans des comptes distincts qu'elle détient et n'est pas regroupée avec la trésorerie d'autres entités de TransAlta. TransAlta offre du soutien au crédit à TransAlta Renewables au moyen de la facilité liée au fonds de roulement.

### Répartition des coûts du siège social

Les coûts répartis incluent, entre autres, les charges de TransAlta : le siège social, les ressources humaines, les affaires gouvernementales, les technologies de l'information, les charges immobilières partagées, les honoraires juridiques, la trésorerie, et les prestations de retraite et les avantages postérieurs à l'emploi. Ces coûts figurent dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les charges sont attribuées aux actifs acquis d'après les GWh de production. Veuillez noter que ces charges auraient pu être différentes si les actifs acquis avaient été une entité distincte au cours des périodes présentées. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ces coûts avant impôts se sont élevés à 3,5 millions de dollars.

Depuis l'acquisition, ces coûts sont compris dans les honoraires de remboursement de frais administratifs généraux.

### **Impôts sur le résultat**

Les états financiers consolidés historiques de TransAlta incluaient les activités des actifs acquis. Aux fins des états financiers de la période antérieure à l'acquisition, les impôts sur le résultat exigibles et différés de certains actifs acquis qui n'étaient pas détenus dans des entités juridiques distinctes étaient calculés et présentés comme s'ils se rapportaient à une entité juridique. Les impôts sur le résultat figurant dans les présentes représentent une attribution des impôts sur le résultat exigibles et différés de TransAlta à ces actifs acquis d'une manière qui est systématique, rationnelle et conforme à la méthode axée sur le bilan prescrite par les IFRS. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés pour tenir compte des incidences fiscales attribuables aux écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants dans les états financiers et leur valeur fiscale respective et aux reports en avant de pertes d'exploitation. Par conséquent, la somme des montants attribués aux provisions pour impôts de ces actifs acquis peut ne pas être égale à la provision pour impôts sur le résultat consolidée historique. Les impôts sur le résultat exigibles et différés pour ces actifs acquis qui étaient détenus dans des entités juridiques distinctes représentent les impôts sur le résultat liés à cette entité juridique, y compris les actifs d'impôt différé comptabilisés pour tenir compte de l'économie prévue au titre des pertes disponibles aux fins d'un report en avant, dans la mesure où il est probable que les pertes pourront être appliquées à un résultat imposable futur.

Depuis l'acquisition, les impôts sur le résultat exigibles et différés sont calculés et présentés en fonction des entités juridiques constituant le groupe consolidé.

### **Régimes de retraite et régimes d'avantages postérieurs à l'emploi**

La société n'offre aucun régime de retraite, régime d'avantages postérieurs à l'emploi ou régime d'épargne des employés. Toutefois, les employés de TransAlta fournissant des services d'exploitation aux actifs acquis participent à certains régimes de retraite capitalisés dont les prestations sont fondées sur le salaire de fin de carrière et qui sont offerts par TransAlta. TransAlta offre également des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire à ses employés retraités. Il n'y avait aucune entente contractuelle ou politique officielle entre les actifs acquis et TransAlta pour l'imputation de ces coûts (il est à noter que les actifs acquis sont constitués de parties de plusieurs entités juridiques).

Toutes les obligations en vertu de ces régimes sont des obligations de TransAlta et, par conséquent, ne sont pas incluses dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition. TransAlta incluait les coûts associés à ces régimes dans son attribution aux actifs acquis. Ces coûts figurent dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition.

Depuis la date d'acquisition, ces coûts sont traités en vertu de la convention de services de gestion.

### **Instruments financiers et instruments dérivés**

Les instruments financiers et instruments dérivés découlant des activités des actifs acquis sont conclus au nom des actifs acquis par une filiale de TransAlta.

## Modifications comptables de l'exercice considéré

Le 1<sup>er</sup> janvier 2014, nous avons adopté les modifications suivantes qui ont été publiées par l'International Accounting Standards («IASB») :

### **IAS 36, Dépréciation d'actifs**

Nous avons adopté les obligations d'information sur la valeur recouvrable modifiées de l'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Ces modifications n'ont eu aucune incidence sur les états financiers consolidés, puisque l'imputation pour dépréciation n'a pas été jugée assez importante pour entraîner la présentation d'informations supplémentaires.

### **IAS 24, Information relative aux parties liées : Services de personnes agissant à titre de principaux dirigeants**

Dans le cadre de son projet d'améliorations annuelles publié en décembre 2013, l'IASB a modifié l'IAS 24 pour clarifier le fait qu'une entité de gestion qui fournit des services de personnes agissant à titre de principaux dirigeants à une entité est considérée comme une partie liée de l'entité. Par conséquent, les montants engagés au titre de ces services doivent être présentés à titre de transactions entre parties liées. Toutefois, la présentation d'informations sur les composantes de la rémunération versée par l'entité de gestion n'est pas requise. Nous recevons des services de personnes agissant à titre de principaux dirigeants de la part de notre société mère. Les modifications s'appliquent à nos exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015, mais ont toutefois été adoptées de façon anticipée et appliquées à l'exercice 2014. Les informations des périodes correspondantes ont été retraitées afin de retirer les attributions de rémunération versées par la société mère dans le cadre des services qui nous sont fournis.

## Modifications comptables futures

Les nouvelles normes comptables ou les normes comptables modifiées applicables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que nous n'avons pas encore appliquées, sont les suivantes :

### **IFRS 9, Instruments financiers**

En juillet 2014, au terme de la phase portant sur la dépréciation du projet visant la réforme de la comptabilisation des instruments financiers et le remplacement de l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, *Instruments financiers*. L'IFRS 9 comprend des indications sur le classement et l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, la dépréciation des actifs financiers (c.-à-d. la comptabilisation des pertes de crédit) et un nouveau modèle de comptabilité de couverture.

Selon les exigences de classement et d'évaluation pour les actifs financiers, ceux-ci doivent être classés et évalués au coût amorti ou à la juste valeur par le biais du résultat net ou des autres éléments du résultat global, selon le modèle de gestion de l'entité utilisé pour gérer les actifs financiers et les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers.

Les exigences de classement pour les passifs financiers sont les mêmes que dans l'IAS 39. Les exigences d'évaluation selon l'IFRS 9 traitent du problème de la volatilité du résultat net découlant du choix posé par un émetteur d'évaluer certains passifs à la juste valeur et requièrent que la part de la variation de la juste valeur découlant des changements dans le risque de crédit propre à l'entité soit présentée dans les autres éléments du résultat global plutôt que dans le résultat net.

Le nouveau modèle général de comptabilité de couverture vise à être plus simple et à mettre davantage l'accent sur la façon dont une entité gère ses risques. Il remplace les exigences concernant l'appréciation quantitative de l'efficacité de l'IAS 39 par des critères d'évaluation de l'efficacité des liens économiques et élimine l'exigence au titre de l'évaluation rétrospective de l'efficacité de la couverture.

Les nouvelles exigences pour la dépréciation des actifs financiers introduisent un modèle de dépréciation des pertes attendues, selon lequel les pertes de crédit attendues doivent être comptabilisées en temps opportun. Les dispositions sur la dépréciation de l'IAS 39 se fondent sur un modèle de pertes subies, selon lequel les pertes de crédit ne sont comptabilisées que lorsque des indications d'un événement déclencheur sont présentes.

L'IFRS 9 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, et son application anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur nos états financiers consolidés.

### **IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients**

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients*, qui remplace les directives existantes sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires par un modèle de comptabilisation global et unique. Le modèle précise qu'une entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie à laquelle l'entité s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou services. L'IFRS 15 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, et son application anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur nos états financiers consolidés.

## **Mesures conformes aux IFRS additionnelles**

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas présentée ailleurs dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés «Marge brute» et «Résultats d'exploitation» à nos comptes de résultat consolidés. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement de l'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

## **Mesures non conformes aux IFRS**

Nous évaluons le rendement selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après, et ailleurs dans le présent rapport de gestion, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou comme une mesure plus significative que ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures non conformes aux IFRS ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

Généralement, aux fins de comparaison, nous ne tenons pas compte de l'incidence des imputations pour dépréciation d'actifs et d'autres ajustements apportés au résultat, comme les profits à la vente d'actifs, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Nous excluons également la charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés et les réductions de valeur des actifs d'impôt différé, ces montants n'étant pas liés aux incidences fiscales sur le résultat courant.

Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, nous utilisons le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Les résultats d'exploitation et le BAIIA aux fins de comparaison comprennent également le revenu de dividendes provenant du placement en actions privilégiées au titre du parc éolien du Wyoming. Le revenu de dividendes est utilisé comme une approximation au titre du BAIIA se rapportant au parc éolien du Wyoming.

La présentation du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la charge d'intérêt nette, la participation ne donnant pas le contrôle, les impôts sur le résultat et les ajustements du fonds de roulement.

## Résultats aux fins de comparaison

Le tableau suivant présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés :

Exercices clos les 31 décembre	2014			2013		
	Présentés	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présentés	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	233 444	-	233 444	245 341	-	245 341
Redevances et autres coûts	12 951	-	12 951	13 709	-	13 709
<b>Marge brute</b>	<b>220 493</b>	<b>-</b>	<b>220 493</b>	231 632	-	231 632
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	46 605	-	46 605	40 963	-	40 963
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	-	-	3 663	(3 663) <sup>3</sup>	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6 919	-	6 919	6 575	-	6 575
Revenu de dividendes provenant du placement en actions privilégiées	-	(9 331) <sup>1</sup>	(9 331)	-	-	-
<b>Résultat avant intérêts, impôts et taxes et amortissement</b>	<b>166 969</b>	<b>9 331</b>	<b>176 300</b>	180 431	3 663	184 094
Amortissement	73 951	-	73 951	76 589	-	76 589
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>93 018</b>	<b>9 331</b>	<b>102 349</b>	103 842	3 663	107 505
Revenu de dividendes provenant du placement en actions privilégiées	9 331	(9 331) <sup>1</sup>	-	-	-	-
Perte de change	(217)	-	(217)	(935)	-	(935)
Autres produits	-	-	-	222	-	222
<b>Résultat avant intérêts et impôts et taxes</b>	<b>102 132</b>	<b>-</b>	<b>102 132</b>	103 129	3 663	106 792
Charge d'intérêt nette	36 540	-	36 540	30 419	-	30 419
Charge d'impôts sur le résultat	13 579	(252) <sup>2</sup>	13 327	19 835	(678) <sup>4</sup>	19 157
<b>Résultat net</b>	<b>52 013</b>	<b>252</b>	<b>52 265</b>	52 875	4 341	57 216
Participation ne donnant pas le contrôle	3 355	-	3 355	2 617	-	2 617
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>48 658</b>	<b>252</b>	<b>48 910</b>	50 258	4 341	54 599
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice ( <i>en millions</i> )	114,7	-	114,7	114,7	-	114,7
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>0,42</b>	<b>0,01</b>	<b>0,43</b>	0,44	0,04	0,48

1 Le revenu de dividendes est utilisé comme une approximation au titre des résultats d'exploitation et du BAIIA se rapportant au parc éolien du Wyoming.

2 Charge d'impôts sur le résultat découlant de la réduction de valeur d'actifs d'impôt différé.

3 Élément non comparable.

4 Charge d'impôts sur le résultat liée aux fluctuations des taux d'imposition des sociétés, déduction faite de l'incidence fiscale d'un autre élément non comparable.

## Fonds provenant des activités d'exploitation

La présentation des fonds provenant des activités d'exploitation d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et facilite l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures.

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	143 383	161 836
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(2 203)	(7 879)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>141 180</b>	<b>153 957</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice ( <i>en millions</i> )	114,7	114,7
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action</b>	<b>1,23</b>	<b>1,34</b>

## Liquidités disponibles aux fins de distribution

Les liquidités disponibles à des fins de distribution représentent les liquidités provenant des activités d'exploitation générées par notre entreprise, avant les variations du fonds de roulement, et dont nous disposons pour investir dans des projets de croissance, effectuer des remboursements supplémentaires imprévus de capital de la dette, verser des dividendes sur actions ordinaires additionnels ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues de manière à ne pas fausser les flux de trésorerie disponibles en ce qui a trait aux variations qui sont considérées comme temporaires, reflétant, entre autres, l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des projets d'investissement.

Les dépenses d'investissement pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles d'après les tableaux des flux de trésorerie consolidés, moins le montant que nous avons investi dans des projets de croissance. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, nous n'avons investi aucun montant (39,1 millions de dollars en 2013) dans des projets de croissance.

Le rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des liquidités disponibles aux fins de distribution est présenté ci-dessous :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	143 383	161 836
Ajouter (déduire) :		
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(2 203)	(7 879)
Dépenses d'investissement de maintien	(8 416)	(7 719)
Distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle de filiales	(4 798)	(3 743)
Remboursements du capital de la dette	(38 232)	-
<b>Liquidités disponibles aux fins de distribution</b>	<b>89 734</b>	<b>142 495</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice ( <i>en millions</i> )	114,7	114,7
<b>Liquidités disponibles aux fins de distribution par action</b>	<b>0,78</b>	<b>1,24</b>

Nous visons à maintenir des soldes de trésorerie et des facilités de crédit liées au fonds de roulement suffisants pour financer les sorties de fonds nettes liées à nos activités de la période.



## Résultats du quatrième trimestre

### Faits saillants consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2014	2013
Production (GWh) <sup>1</sup>	<b>1 015</b>	866
Produits des activités ordinaires	<b>72 870</b>	69 949
Résultats d'exploitation <sup>2</sup>	<b>35 533</b>	32 666
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison <sup>3</sup>	<b>38 425</b>	32 666
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	<b>21 665</b>	15 535
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison <sup>3</sup>	<b>21 917</b>	17 129
BAIIA aux fins de comparaison <sup>3</sup>	<b>57 200</b>	53 425
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>3</sup>	<b>48 320</b>	45 067
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>45 073</b>	37 698
Liquidités disponibles aux fins de distribution <sup>3</sup>	<b>43 832</b>	40 979
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	<b>0,19</b>	0,13
Résultat net par action aux fins de comparaison <sup>3</sup>	<b>0,19</b>	0,15
Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>3</sup>	<b>0,42</b>	0,39
Liquidités disponibles aux fins de distribution par action <sup>3</sup>	<b>0,38</b>	0,36
Dividendes versés par action ordinaire	<b>0,19</b>	0,18

### Faits saillants financiers

- Le BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation ont augmenté respectivement de 3,8 millions de dollars et 3,3 millions de dollars au cours du trimestre, principalement en raison du revenu de dividendes tiré de notre placement en actions privilégiées au titre du parc éolien du Wyoming, d'une hausse des volumes d'énergie éolienne et des prix contractuels aux centrales de l'est du Canada, et d'une progression des volumes d'énergie hydroélectrique, le tout en partie contrebalancé par le recul des ventes de crédits de réduction des émissions dans l'ouest du Canada.
- Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires présenté s'est établi à 21,7 millions de dollars (0,19 \$ par action), en hausse par rapport à 15,5 millions de dollars (0,13 \$ par action) en 2013, du fait surtout de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison et de la diminution de la charge d'impôts sur le résultat.
- Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison s'est élevé à 21,9 millions de dollars (0,19 \$ par action), en hausse par rapport à 17,1 millions de dollars (0,15 \$ par action) en 2013, en raison principalement de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison.
- La production a augmenté de 149 GWh, pour atteindre 1 015 GWh comparativement à celle de 2013, en raison surtout de la période complète de production au parc éolien du Wyoming, d'une hausse des volumes d'énergie hydroélectrique et d'une progression des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

<sup>1</sup> Compte tenu de la production de notre participation financière dans le parc éolien du Wyoming.

<sup>2</sup> Cet élément est une mesure conforme aux IFRS additionnelle. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur cet élément.

<sup>3</sup> Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer la tendance du résultat et des flux de trésorerie plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour une analyse de ces éléments et aux paragraphes suivants, s'il y a lieu, pour les rapprochements avec les mesures calculées selon les IFRS.

## Résultats d'exploitation

Les résultats d'exploitation sont comme suit :

Trois mois clos les 31 décembre	2014	2013
Produits des activités ordinaires	58 727	56 180
Incitatifs gouvernementaux	6 084	6 472
Produits tirés des contrats de location <sup>1</sup>	8 059	7 297
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>72 870</b>	<b>69 949</b>
Redevances et autres coûts	4 125	3 855
<b>Marge brute aux fins de comparaison<sup>2</sup></b>	<b>68 745</b>	<b>66 094</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12 919	11 637
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1 518	1 032
Revenu de dividendes provenant du placement en actions privilégiées	(2 892)	-
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>2</sup></b>	<b>57 200</b>	<b>53 425</b>
Amortissement	18 775	20 759
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison<sup>2</sup></b>	<b>38 425</b>	<b>32 666</b>
Production (GWh)	1 015	866
Capacité installée brute (MW) <sup>3</sup>	1 283	1 283
Capacité installée nette (MW) <sup>3</sup>	1 255	1 255

La marge brute aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 a augmenté de 2,7 millions de dollars en regard de celle de la période correspondante de 2013, en raison surtout de la hausse des volumes d'énergie éolienne et des prix contractuels des centrales de l'est du Canada et de la progression des volumes d'énergie hydroélectrique, le tout en partie contrebalancé par le recul des ventes de crédits de réduction des émissions dans l'ouest du Canada.

Il n'y a eu aucun revenu de dividendes au cours de la période comparative en raison du décalage de un mois au titre des déclarations de dividendes.

<sup>1</sup> Selon les IFRS, les contrats visant la vente d'électricité pour les centrales d'Akokolex, de Bone Creek et de New Richmond sont considérés comme des contrats de location simple. Par conséquent, les produits tirés de la vente d'électricité produite par ces centrales sont comptabilisés à titre de produits tirés des contrats de location.

<sup>2</sup> Les chiffres aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour une analyse de ces éléments et aux paragraphes suivants, s'il y a lieu, pour les rapprochements avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

<sup>3</sup> Nous mesurons la capacité comme était la capacité maximale nette, conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité opérationnelle. La capacité brute représente la base de la consolidation des actifs sous-jacents détenus, plus ceux dans lesquels nous détenons une participation financière. La capacité nette est établie par la déduction de la capacité attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle dans ces actifs.

## Production et marges brutes

Trois mois clos le 31 décembre 2014	Capacité installée brute (MW)	Production (GWh)	Produits des activités ordinaires	Redevances et autres coûts	Marge brute	Produits par MWh produit <sup>1</sup>	Redevances et autres coûts par MWh produit <sup>1</sup>	Marge brute par MWh produit <sup>1</sup>
Centrales éoliennes dans l'ouest du Canada	418	356	19 267	1 416	17 851	54,12	3,98	50,14
Centrales éoliennes dans l'est du Canada	616	459	47 525	2 326	45 199	103,54	5,07	98,47
Centrales hydroélectriques	105	89	6 078	383	5 695	68,29	4,30	63,99
<b>Total - centrales détenues</b>	<b>1 139</b>	<b>904</b>	<b>72 870</b>	<b>4 125</b>	<b>68 745</b>	<b>80,61</b>	<b>4,56</b>	<b>76,05</b>
<b>Parc éolien du Wyoming</b>	<b>144</b>	<b>111</b>	<b>5 313</b>	<b>155</b>	<b>5 158</b>	<b>47,86</b>	<b>1,40</b>	<b>46,46</b>
<b>Total</b>	<b>1 283</b>	<b>1 015</b>						

Trois mois clos le 31 décembre 2013	Capacité installée brute (MW)	Production (GWh)	Produits des activités ordinaires	Redevances et autres coûts	Marge brute	Produits par MWh produit <sup>1</sup>	Redevances et autres coûts par MWh produit <sup>1</sup>	Marge brute par MWh produit <sup>1</sup>
Centrales éoliennes dans l'ouest du Canada	418	351	21 028	1 477	19 551	59,91	4,21	55,70
Centrales éoliennes dans l'est du Canada	616	441	45 325	2 009	43 316	102,78	4,56	98,22
Centrales hydroélectriques	105	50	3 596	369	3 227	71,92	7,38	64,54
Total - centrales détenues	1 139	842	69 949	3 855	66 094	83,07	4,58	78,49
Parc éolien du Wyoming	144	24	1 066	-	1 066	44,42	-	44,42
<b>Total</b>	<b>1 283</b>	<b>866</b>						

### Centrales éoliennes dans l'ouest du Canada

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 a augmenté de 5 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2013, en raison de la diminution des interruptions des activités qui ont compensé la baisse des volumes d'énergie éolienne.

La marge brute pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 a diminué de 1,7 million de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2013, du fait surtout du recul des ventes de crédits de réduction des émissions et de la baisse des incitatifs gouvernementaux par suite de l'expiration en septembre des incitatifs de l'unité 1 de Summerview.

### Centrales éoliennes dans l'est du Canada

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 a augmenté de 18 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2013, en raison surtout de la hausse des volumes d'énergie éolienne.

La marge brute pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 a augmenté de 1,9 million de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2013, du fait principalement de l'accroissement de la production et de la hausse des prix contractuels.

### Hydroélectricité

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 a augmenté de 39 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2013, en raison surtout de la hausse des ressources hydrauliques.

La marge brute pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 a augmenté de 2,5 millions de dollars comparativement à celle de la période correspondante de 2013, du fait principalement de l'accroissement de la production.

### Participation financière dans le parc éolien du Wyoming

La production et la marge brute pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 ont augmenté respectivement de 87 GWh et 4,1 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2013, en raison surtout d'une période complète de production par suite de l'acquisition de la participation financière le 20 décembre 2013.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, des dividendes de 2,9 millions de dollars ont été comptabilisés à titre de produits. Compte tenu des charges d'intérêt de 1,0 million de dollars sur l'emprunt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming, l'effet différentiel sur le résultat pour la période représente une hausse de 1,9 million de dollars.

<sup>1</sup> Les montants par MWh sont présentés en dollars entiers à deux décimales près.

## Résultats aux fins de comparaison

Le tableau suivant présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés :

Trois mois clos les 31 décembre	2014			2013		
	Présentés	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présentés	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	72 870	-	72 870	69 949	-	69 949
Redevances et autres coûts	4 125	-	4 125	3 855	-	3 855
<b>Marge brute</b>	<b>68 745</b>	-	<b>68 745</b>	66 094	-	66 094
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12 919	-	12 919	11 637	-	11 637
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1 518	-	1 518	1 032	-	1 032
Revenu de dividendes provenant du placement en actions privilégiées	-	(2 892) <sup>1</sup>	(2 892)	-	-	-
<b>Résultat avant intérêts, impôts et taxes et amortissement</b>	<b>54 308</b>	<b>2 892</b>	<b>57 200</b>	53 425	-	53 425
Amortissement	18 775	-	18 775	20 759	-	20 759
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>35 533</b>	<b>2 892</b>	<b>38 425</b>	32 666	-	32 666
Revenu de dividendes provenant du placement en actions privilégiées	2 892	(2 892) <sup>1</sup>	-	-	-	-
Profit (perte) de change	6	-	6	(44)	-	(44)
<b>Résultat avant intérêts et impôts et taxes</b>	<b>38 431</b>	-	<b>38 431</b>	32 622	-	32 622
Charge d'intérêt nette	9 157	-	9 157	8 375	-	8 375
Charge d'impôts sur le résultat	6 662	(252) <sup>2</sup>	6 410	7 907	(1 594) <sup>3</sup>	6 313
<b>Résultat net</b>	<b>22 612</b>	<b>252</b>	<b>22 864</b>	16 340	1 594	17 934
Participation ne donnant pas le contrôle	947	-	947	805	-	805
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>21 665</b>	<b>252</b>	<b>21 917</b>	15 535	1 594	17 129
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	114,7	-	114,7	114,7	-	114,7
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>0,19</b>	-	<b>0,19</b>	0,13	0,02	0,15

## Fonds provenant des activités d'exploitation

Trois mois clos les 31 décembre	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	45 073	37 698
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	3 247	7 369
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>48 320</b>	45 067
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	114,7	114,7
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action</b>	<b>0,42</b>	0,39

<sup>1</sup> Le revenu de dividendes est utilisé comme une approximation au titre des résultats d'exploitation et du BAIIA se rapportant au parc éolien du Wyoming.

<sup>2</sup> Charge d'impôts sur le résultat découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé.

<sup>3</sup> Charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés.

## Liquidités disponibles aux fins de distribution

Trois mois clos les 31 décembre	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	45 073	37 698
Ajouter (déduire) :		
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	3 247	7 369
Dépenses d'investissement de maintien	(3 402)	(3 117)
Distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle de filiales	(1 086)	(971)
<b>Liquidités disponibles aux fins de distribution</b>	<b>43 832</b>	<b>40 979</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	114,7	114,7
<b>Liquidités disponibles aux fins de distribution par action</b>	<b>0,38</b>	<b>0,36</b>

## Principales informations trimestrielles

	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014
Produits des activités ordinaires	67 965	50 013	42 956	72 870
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	21 134	5 890	(31)	21 665
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,18	0,05	-	0,19
Résultat par action aux fins de comparaison	0,18	0,05	-	0,19

  

	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013
Produits des activités ordinaires	60 917	70 940	43 535	69 949
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	14 004	19 512	1 207	15 535
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,12	0,17	0,01	0,13
Résultat par action aux fins de comparaison	0,12	0,17	0,03	0,15

Nos activités fluctuent en fonction des variations saisonnières, les premier et quatrième trimestres comptant les plus importants volumes d'énergie éolienne et les deuxième et troisième trimestres comptant les plus importants volumes d'énergie hydroélectrique. Comme l'énergie éolienne constitue la majeure partie de notre portefeuille, des produits et des résultats plus élevés sont attendus aux premier et quatrième trimestres. Les trois premiers trimestres de 2013 ont tiré parti de la croissance des prix des activités marchandes dans l'ouest du Canada, malgré le fléchissement des prix en vertu des CAÉ de TransAlta établis en août 2013 dans le cadre du PAPE, le deuxième trimestre de 2013 étant le premier trimestre complet de production du parc éolien de New Richmond. En décembre 2013, nous avons également acquis une participation financière dans le parc éolien de 144 MW au Wyoming au moyen de l'achat d'actions privilégiées et avons commencé à recevoir des dividendes sur ces actions au premier trimestre de 2014.

## Contrôles et procédures

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction désigné et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports est consignée et communiquée à la direction, y compris à notre chef de la direction désigné et à notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir l'assurance raisonnable d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction désigné et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2014, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

# Glossaire de termes clés

## Prêt à terme amortissable

Prêt à terme amortissable, non garanti, consenti par TransAlta d'un montant initial de 200 millions de dollars en 2013.

## Capacité

Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

## Gigawatt

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

## Gigawattheure (GWh)

Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure.

## Gaz à effet de serre (GES)

Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

## Mégawatt (MW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

## Mégawattheure (MWh)

Mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

## Capacité maximale nette

Capacité maximale ou service nominal effectif, modifié pour tenir compte des limitations ambiantes qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales ou aux besoins auxiliaires.

## CAÉ

Contrat d'achat et de vente d'électricité entre un producteur d'électricité et un tiers acquéreur d'électricité.

## Énergie renouvelable

Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie hydraulique, l'énergie géothermique et l'énergie solaire, qui peuvent se régénérer.

## Marge de réserve

Indication de la capacité d'un marché à répondre à une demande inhabituelle ou à faire face à des pannes/interruptions non prévues de la capacité de production.

## CAÉ de TransAlta

CAÉ entre TransAlta et la société prévoyant l'achat par TransAlta, pour un prix fixe, de toute l'électricité produite par certaines centrales éoliennes et hydroélectriques. Le prix initial à payer en 2013 par TransAlta pour la production est de 30,00 \$ par MWh pour les centrales éoliennes et de 45,00 \$ par MWh pour les centrales hydroélectriques, rajusté annuellement pour tenir compte de la fluctuation de l'indice des prix à la consommation.

## Interruption non planifiée

Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

## Facilité de crédit liée au fonds de roulement

Facilité de crédit liée au fonds de roulement non garantie de 100 millions de dollars consentie par TransAlta. La facilité sera obtenue aux fins générales de la société, y compris le financement des besoins courants au chapitre du fonds de roulement.

## Prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming

Prêt non garanti consenti par TransAlta pour financer l'acquisition d'une participation financière dans le parc éolien de 144 MW au Wyoming d'un montant initial de 102 millions de dollars américains en 2013.

## Placement en actions privilégiées au titre du parc éolien du Wyoming

Placement de 102,7 millions de dollars américains en actions privilégiées de catégorie A d'une filiale de TransAlta pour acquérir la participation financière dans le parc éolien de 144 MW au Wyoming.