

Budget fédéral 2005

Proposition prébudgétaire

**Destinataire: Le ministre des Finances
Par : L'Association canadienne de l'électricité**

Novembre 2004

Table des matières

Sommaire

Introduction

Recommandations : Taux de la DPA

- (i) Actifs de production
- (ii) Actifs de transport et de distribution
- (iii) Traitement des actifs usagés
- (iv) Catégorie 43.1

1.0 Vue d'ensemble et tendances nouvelles

- 1.1. La nécessité d'investissements nouveaux
- 1.2. La croissance de la production d'électricité au Canada
- 1.3. Le commerce de l'électricité
- 1.4. Tendances de l'investissement au Canada
- 1.5. Incidences des taux de DPA sur l'investissement et la compétitivité
- 1.6. Accélérer l'amélioration de la performance environnementale

2.0. Enjeux relatifs au régime de la DPA

- 2.1. Caractère inadéquat des taux actuels
- 2.2. Neutralité par rapport à d'autres secteurs
- 2.3. Compétitivité et comparaison avec d'autres régimes fiscaux
- 2.4. Traitement des actifs usagés

3.0 Enjeux relatifs à la catégorie 43.1

4.0. Impacts estimatifs sur les recettes

5.0. Conclusions

Sommaire

L'importance de bonifier les taux de la déduction pour amortissement (DPA)

À la suite d'une analyse en profondeur réalisée par Ernst & Young (E&Y) et en consultation avec les intervenants clés, l'ACÉ demande des améliorations aux taux de DPA touchant l'industrie de l'électricité pour les raisons essentielles suivantes :

- ❑ Les taux de DPA actuels *ne* tiennent *pas* compte de la durée de vie économique des actifs en matière d'électricité et ont été fixés à une époque où l'industrie n'évoluait pas dans un cadre concurrentiel.
- ❑ Des taux de DPA bonifiés permettraient à l'industrie d'*améliorer la fiabilité* de l'ensemble du réseau d'électricité en attirant de nouveaux investissements dans les installations de transport : l'ajout de nouvelles installations et la modernisation de celles déjà en place réduirait la congestion, ce qui favoriserait les marchés concurrentiels et augmenterait notre capacité d'exportation.
- ❑ L'amélioration des taux de DPA est vitale si nous voulons *préserver notre avantage concurrentiel* dans le domaine de l'électricité en Amérique du Nord en investissant dans des installations modernes et efficaces. Des taux de DPA plus élevés touchant à la fois les actifs nouveaux et usagés permettraient à l'industrie d'*améliorer sa performance environnementale* - notamment, de réduire ses émissions de gaz à effet de serre - en augmentant le taux de renouvellement des installations vieillissantes et en accélérant l'amélioration de l'efficacité des actifs en matière d'électricité.
- ❑ Compte tenu de la *croissance constante de la demande et des longs délais* qu'imposent la planification et la construction des installations, une décision touchant les taux de DPA s'impose de toute urgence pour que les entreprises d'électricité puissent se doter d'infrastructures équivalant à environ 35 % de la puissance de production actuelle au cours des deux prochaines décennies.
- ❑ Des taux de DPA bonifiés nous permettront d'*améliorer le service à la clientèle* en offrant à celle-ci un choix plus large de services à valeur ajoutée à meilleur prix, une meilleure qualité d'onde électrique, une réduction de la consommation d'énergie grâce au déploiement de compteurs perfectionnés ainsi qu'une meilleure performance environnementale par le recours à la technologie de la production répartie.
- ❑ L'élargissement de la catégorie 43.1 de manière à permettre l'amélioration de l'efficacité énergétique ainsi qu'une amélioration de la monétisation par le recours à des crédits d'impôt à l'investissement constituent des incitatifs importants à l'implantation d'énergies plus écologiques.

Propositions précises de modifications aux taux de DPA et à la catégorie 43.1

- ❑ **Des taux de DPA aptes à attirer de nouveaux investissements** – L'ACÉ préconise des taux de DPA de 12 % pour les nouveaux actifs de production et de 10 % pour les nouveaux actifs de transport et de distribution.
- ❑ **Des taux de DPA plus élevés pour les actifs usagés** – L'industrie de l'électricité est le seul secteur qui ne bénéficie pas d'un traitement fiscal adéquat à la fois pour ses actifs *usagés et nouveaux*. Presque tous ses actifs sont limités à un taux de 4 %, de sorte que les entreprises ne peuvent profiter d'un « nouveau départ » lorsqu'elles deviennent imposables, ce qui constitue un enjeu clé pour celles qui doivent se restructurer pour affronter un marché plus concurrentiel. C'est pourquoi l'ACÉ recommande qu'un taux de DPA de 12 % soit fixé pour l'équipement usagé en ce qui concerne les actifs de production, de transport et de distribution de manière à refléter adéquatement la durée de vie économique résiduelle de ces actifs.
- ❑ **Catégorie 43.1** – On devrait élargir les critères d'admissibilité à la catégorie 43.1 de manière à inclure le capital utilisé pour accroître la puissance hydraulique, éolienne et autre, qui se traduirait par un supplément de production ou par une amélioration de l'efficacité énergétique des aménagements déjà en place. Une démarche en deux volets pour les centrales au gaz à cycles combinés pourrait être implantée, qui consisterait en une valeur résiduelle (VR) de 30 % pour les centrales affichant une efficacité énergétique plus élevée et en une VR de 20 % pour celles qui n'atteignent pas le taux rendement thermique/efficacité plus élevé de 6 000 BTU. Devraient également être déclarés admissibles à la catégorie 43.1 les équipements et canalisations pour les systèmes énergétiques collectifs et les boucles géothermiques. Enfin, on devrait recourir à des crédits d'impôt à

l'investissement pour toutes les technologies de la catégorie 43.1 pour permettre un processus décisionnel plus neutre au chapitre de l'investissement.

Ce qu'il en coûtera au gouvernement fédéral

Les évaluations d'Ernst & Young, dont a été informé le ministère des Finances, démontrent que ces améliorations auraient un impact minime sur les recettes fiscales à court terme de l'administration fédérale et qu'elles élargiraient son assiette fiscale.

Introduction

L'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) est le porte-parole national du secteur de l'électricité au Canada; elle représente près de 95 % de tous les services de production, de transport, de distribution et de vente au détail fournis à la clientèle de ce secteur. L'ACÉ a été fondée en 1891 et est, depuis lors, à l'avant-garde de l'industrie pour la mise en valeur de positions consensuelles stratégiques auprès de l'administration fédérale en ce qui concerne des enjeux comme les changements climatiques, la gestion des ressources halieutiques et de l'eau, l'accès aux marchés, l'efficacité énergétique et les technologies innovatrices, dont les applications relatives au charbon épuré et au comptage électronique. Depuis le milieu des années 1990, l'industrie de l'électricité est engagée dans une restructuration à grande échelle portant notamment sur le dégroupage, l'accroissement de la concurrence ainsi que le resserrement de la surveillance réglementaire et de la réglementation environnementale, et ce, tout en s'orientant vers un contexte de marchés plus concurrentiels.

Au cours des sept dernières années, dans le contexte de cette nouvelle situation concurrentielle, l'Association s'est engagée dans un processus en vue de fournir au gouvernement fédéral une analyse technique innovatrice sur des changements fiscaux susceptibles de mieux refléter la durée de vie réelle des actifs de l'industrie. C'est pourquoi, avec l'appui de la maison Ernst & Young (E&Y), elle a soumis un rapport complet au ministre des Finances en octobre 2001. Membres de l'ACÉ, investisseurs étrangers et producteurs d'électricité indépendants (voir l'annexe 1) ont tous participé à un processus de consultation qui a mené à des propositions prébudgétaires, y compris à celle-ci, qui porte principalement sur l'amélioration des taux de DPA.

Les recommandations qui suivent ont été présentées au ministère des Finances au cours des quatre dernières années et sont considérées comme essentielles par l'industrie de l'électricité pour qu'elle puisse préserver sa compétitivité à long terme tout en améliorant et en accélérant sa récente performance environnementale, y compris en ce qui a trait à la réduction des gaz à effet de serre.

Recommandations : Proposition relative aux taux de la DPA

(i) Actifs de production

Les taux de DPA touchant les nouveaux actifs de production devraient être fixés à 12 % afin de tenir compte de façon appropriée de la durée de vie économique. Nous considérons cette demande raisonnable en raison du fait que, pour assurer une neutralité fiscale par rapport à d'autres industries ayant une production semblable à celle du secteur de l'électricité, on pourrait soutenir l'élargissement des taux de DPA de 30 % à ce secteur.

(ii) Actifs de transport et de distribution (T et D)

Les actifs de T et D ont connu une érosion rapide de leur durée de vie utile à cause des conditions concurrentielles et de la rapidité des changements technologiques. Des taux de DPA de 10 % sont nécessaires afin d'attirer de nouveaux investissements et d'optimiser les actifs de T et D actuels. Les nouvelles infrastructures de T et D accusent du retard par rapport aux nouvelles installations de production; cet aspect revêt une importance critique à l'égard de la fiabilité du réseau d'électricité, de la qualité de l'alimentation et de l'acceptation des nouvelles technologies de production répartie. L'agence d'évaluation de crédit DBRS a souligné que la puissance de transport était insuffisante pour répondre à la croissance de la demande d'électricité au Canada, en particulier en Alberta et en Ontario.

(iii) Traitement des actifs usagés

En ce qui concerne les actifs déjà en place des entreprises d'électricité exonérées, on devrait appliquer un principe de « nouveau départ » pour que des taux de DPA appropriés soient établis pour ces actifs au moment de la privatisation de ces entreprises et du transfert d'actifs usagés à un acheteur imposable. C'est pourquoi les taux de DPA de base devraient se situer à 12 % de manière à refléter la durée de vie économique résiduelle de ces actifs.

(iv) Catégorie 43.1

Les actifs déjà en place – et pas seulement les actifs « nouveaux » - devraient se qualifier pour le traitement relatif à la catégorie 43.1 de manière à ce que la modernisation des immobilisations améliore l'efficacité générale de toute technologie, peu importe son âge. Les centrales hydrauliques, au charbon, nucléaires et au gaz déjà en place, les parcs éoliens plus anciens et les projets de systèmes énergétiques collectifs et d'installations géothermiques déjà implantés devraient tous être admissibles à une bonification des taux de DPA sur les investissements touchant les actifs déjà en place. L'âge de ces installations n'a aucune importance s'il est possible de les améliorer de manière à permettre une plus grande efficacité énergétique.

En outre, l'admissibilité à la catégorie 43.1 des installations de cogénération et des centrales à turbines à gaz à cycles combinés (TGCC) est très restrictive, les promoteurs devant respecter un rendement thermique de 6000 BTU et de 6700 BTU respectivement. Il y a des cas où ces taux ne peuvent être atteints en raison de l'absence d'utilisateur pour la vapeur produite ou d'heures de fonctionnement restrictives, mais la technologie mérite d'être développée étant donné qu'elle demeure hautement efficace et que le réseau a besoin d'énergie.

Les systèmes énergétiques collectifs et les systèmes géothermiques (thermopompes puisant l'énergie dans le sol) sont également désavantagés par le coût d'investissement plus élevé lié aux canalisations ainsi qu'aux boucles géothermique et au creusement; ces coûts devraient être entièrement admissibles à la catégorie 43.1.

Enfin, on devrait instaurer un crédit d'impôt à l'investissement remboursable pour faciliter la monétisation des coûts reliés à l'énergie écologiquement préférable, y compris ceux des projets de cogénération et de systèmes énergétiques collectifs.

1.0. Vue d'ensemble et nouvelles tendances

1.1. La nécessité de nouveaux investissements

L'industrie canadienne de l'électricité doit composer avec une augmentation de la demande d'électricité, des attentes accrues en matière de service à la clientèle et la nécessité de rehausser sa performance environnementale. Elle tente aussi de composer avec le vieillissement des infrastructures dans un cadre réglementaire en rapide évolution et dans des marchés de plus en plus concurrentiels. Ces facteurs obligent les entreprises d'électricité à investir dans des technologies nouvelles plus efficaces et plus propres. Les technologies plus récentes, toutefois, ont une vie utile (c.-à-d. une vie économique) plus courte. L'investissement différentiel se fait de manière beaucoup trop lente dans l'industrie canadienne de l'électricité, les faibles taux de rendement ne suffisant plus à compenser les risques politiques et réglementaires auxquels sont acculés les investisseurs. Au cours des dix dernières années, l'investissement dans des installations de production et de transport a décliné alors que la demande d'électricité intérieure a continué de progresser de 1,5 % par an. Étant donné que l'investissement nécessaire dans des installations de production supplémentaires et de remplacement viendra pour une bonne part des marchés de capitaux privés, des changements aux taux de la DPA seraient de nature à créer un climat financier favorable pour les investisseurs.

1.2. La croissance de la consommation d'électricité au Canada

De 1990 à 2000, la demande d'électricité a continué de progresser annuellement de 1,5 % au Canada. Selon des sources fédérales comme l'Office national de l'énergie (ONE) et Ressources naturelles Canada (RNCAN), elle aura augmenté de 1,2 % à 1,5 % par an entre 2000 et 2010. Cette évaluation conservatrice fait ressortir la nécessité d'aménager ou de remplacer quelque 35 000 MW de puissance d'ici 2020, soit 35 % de la puissance installée du Canada. Les nouveaux aménagements reposeront vraisemblablement sur toutes les formes d'énergie, qu'il s'agisse de l'hydraulique, du charbon, du nucléaire ou encore du gaz, selon l'ensemble de ressources le mieux situé géographiquement. La part de l'éolien à ce chapitre devient de plus en plus importante, mais son échelle est plus petite que les grands aménagements. Il faut en général de 8 à 12 ans pour réaliser un grand projet de production et de

transport, compte tenu du processus d'examen réglementaire, des consultations avec les collectivités locales et des phases de planification, de construction et de mise en service.

1.3. Le commerce de l'électricité

Le commerce de l'électricité représente en moyenne de 7 % à 10 % de la production annuelle du pays, soit environ 1,2 % du total de la consommation des É.-U. Les principales provinces exportatrices sont la Colombie-Britannique, le Manitoba, le Québec et le Nouveau-Brunswick. Celles-ci et d'autres provinces offrent à ce titre un potentiel beaucoup plus élevé et on devrait encourager l'investissement dans de nouvelles installations de production et de transport destinées à l'exportation en améliorant les taux d'imposition. La demande continuera d'augmenter aux É.-U., ce qui, compte tenu du caractère complémentaire des processus d'approvisionnement des deux pays en raison des pointes de demande saisonnières différentes, constituera une valeur ajoutée et permettra de rehausser la fiabilité et l'efficacité du réseau d'électricité nord-américain en améliorant les liens de transport vers le sud et vers l'est et l'ouest.

Dans un document publié en juin 2004 et intitulé Aperçu des cadres de gestion de la fiabilité du service d'électricité au Canada, l'Office national de l'énergie (ONE) souligne que les « *interconnexions entre les réseaux d'électricité améliorent la fiabilité* », mais qu'une défaillance peut rendre inopérant tout le réseau nord-américain, celui-ci n'étant pas plus fort que son maillon le plus faible. L'ONE mentionne qu'on se dirige vers un renforcement de tout le réseau interconnecté par l'adoption d'une loi exécutoire sur la fiabilité et la création d'une organisation nord-américaine de fiabilité du service d'électricité, qui établira des lignes directrices à l'intention des exploitants de réseau. L'ONE souligne aussi que *la technologie a un rôle important à jouer à l'égard de l'amélioration de la fiabilité et que l'innovation technologique peut contribuer à rehausser l'efficacité des réseaux en augmentant la puissance d'acheminement des emprises déjà en place*. Les outils destinés à attirer les investissements résident encore dans l'amélioration du régime fiscal et des taux de rendement globaux.

La grande panne du 14 août 2003 a coûté au secteur manufacturier de l'Ontario 2,3 milliards de dollars au seul chapitre des expéditions, ayant des impacts à la fois sur la productivité et, éventuellement, sur l'investissement à long terme dans cette province. Néanmoins, l'Ontario, qui représente environ 40 pour cent du marché canadien, a vu sa consommation augmenter de 6 pour cent en 2003, ce qui indique un ralentissement du développement d'une culture de la conservation, qui n'éliminera pas la nécessité de nouvelles installations de production à long terme et de l'investissement dans des réseaux de transport et de distribution.

1.4. Les tendances de l'investissement au Canada

Historiquement, le niveau d'investissement de l'industrie de l'électricité a été hautement cyclique et a atteint son dernier sommet important en 1991, alors qu'il s'est élevé à 12,5 milliards de dollars (selon Statistique Canada, le secteur de l'électricité a accusé une baisse énorme de 12 % en 1991 à 5,5 % en 2003 au chapitre des dépenses en capital canadiennes). La grave récession économique du début des années 1990 a entraîné un recul beaucoup plus marqué de l'investissement dans ce secteur que dans d'autres comme l'industrie du pétrole et du gaz.

La plupart des nouveaux projets de cogénération ont été conçus de manière à se conformer exclusivement à la catégorie 43.1 parce qu'un amortissement accru contribue à mieux satisfaire les attentes des investisseurs. On n'a pas suffisamment construit de nouvelles centrales non admissibles à la catégorie 43.1 (soit un amortissement de 30 %), au cours des 15 dernières années en raison, en partie, d'un régime de taux de DPA inadéquat. L'augmentation à 8 % en ce qui concerne les nouveaux investissements en production en 2000 a été jugée insuffisante même par le ministère des Finances. Les tendances actuelles de l'investissement ne répondent pas au rythme de l'augmentation de la demande d'électricité et les conditions doivent être améliorées afin de permettre une injection de capitaux privés de l'ordre de 10 à 12 milliards de dollars afin d'assurer le remplacement des infrastructures vieillissantes, d'améliorer la performance environnementale et de répondre aux nouvelles réalités de la concurrence, y compris à la nécessité de combler la croissance continue de la charge, d'assurer la fiabilité de l'alimentation et de profiter des nouveaux débouchés en matière d'exportation.

1.5. Incidences des taux de DPA sur l'investissement et la compétitivité

Le régime actuel de la DPA n'est pas satisfaisant, les taux ne tenant pas compte de la durée de vie utile des actifs. Les règles touchant le traitement des équipements nouveaux et usagés entravent la restructuration de l'industrie en pénalisant les transferts d'actifs et en ne permettant pas un « nouveau départ » qui stimulerait les nouveaux investissements, si nécessaires au maintien de sa compétitivité. Le gouvernement fédéral a reconnu la nécessité de changements fiscaux en accordant à l'industrie de l'électricité l'accès au taux d'imposition relatif à la F-T et en portant de 4 % à 8 % les taux de DPA touchant les actifs de production dans son budget de février 2000. Même s'il s'agit d'une amélioration par rapport aux taux en vigueur auparavant, ces taux ne tiennent pas encore pleinement compte de la durée de vie, comme le démontre l'étude d'E&Y.

Les négociants qui investissent dans des lignes de transport, par exemple, veulent une période de récupération de leur investissement beaucoup plus courte. À l'appui de cette position, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des É.-U., a renversé une décision de la Public Utility Commission de l'État de Californie en approuvant l'ajout de 200 points de base au taux de rendement en plus d'une durée amortissable de 10 ans sur les améliorations aux installations de transport de même qu'une nouvelle ligne de transport de 500 kV en Californie, qui doit être construite par Pacific Gas & Electric et Trans-Elect. Cet exemple américain correspondrait à un taux de DPA de 17 % pour les nouveaux investissements en transport par rapport à un taux de DPA dépassé de 4 % ici au Canada.

1.6. Accélérer l'amélioration de la performance environnementale

Les taux de DPA actuels ne servent qu'à maintenir le lent rythme de progression pouvant être enregistré en matière d'amélioration de la performance environnementale, notamment au chapitre de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, de la restauration des habitats du poisson ou de la réduction des émissions atmosphériques. Or, une augmentation des taux de DPA serait de nature à stimuler l'innovation, à favoriser le déploiement de nouvelles technologies et à encourager le remplacement des immobilisations. Ces changements revêtent une importance particulière si on veut que l'industrie canadienne de l'électricité investisse dans des initiatives d'amélioration de la performance environnementale et qu'elle accélère cette amélioration afin d'assurer la réalisation des engagements canadiens de Kyoto.

Favoriser de nouvelles améliorations à la catégorie 43.1 permettrait d'améliorer de manière importante la performance environnementale du secteur de l'électricité. Ce changement d'orientation équivaldrait à reconnaître la valeur de la mise à niveau des installations hydroélectriques déjà en place en vue d'en accroître l'efficacité et favoriserait la réalisation d'un supplément de production, notamment par le détournement de l'eau dans de nouvelles turbines, pour permettre une augmentation de l'efficacité des centrales à 90 % ou plus. Outre l'appui à ce concept, le fait d'établir un palier secondaire pour les centrales à TGCC ayant des rendements thermiques légèrement plus bas favoriserait la construction de centrales au gaz plus efficaces. De même, rendre les équipements et canalisations utilisés dans les systèmes énergétiques collectifs et les boucles géothermiques admissibles à la catégorie 43.1 stimulerait le déploiement de ces systèmes et permettrait de réduire encore davantage les gaz à effet de serre. Enfin, l'établissement d'un crédit d'impôt à l'investissement remboursable constituerait une stratégie plus neutre à l'égard des investisseurs, qui pourrait améliorer la monétisation de tous les projets en matière d'énergies renouvelables de cette catégorie.

2.0. Lacunes dans le régime de la DPA

2.1. Caractère inadéquat des taux actuels

Au Canada, le régime des taux de DPA se fonde sur la « durée de vie utile » des actifs pour déterminer leur dépréciation. En ce qui concerne le secteur de l'électricité, la durée de vie utile était évaluée dans le passé en fonction de considérations purement techniques sans aucunement tenir compte de la durée de vie économique des actifs ou de leur valeur concurrentielle sur le marché nord-américain. Même si des améliorations sont apportées à ces actifs, leur impact sur leur durée de vie utile est minime. L'impact des améliorations sur la durée de vie utile peut se comparer à l'enveloppe extérieure d'un bâtiment, qui peut durer plus longtemps que ses éléments internes mobiles comme les chaudières et l'équipement

d'éclairage, qui doivent être remplacés et mis à niveau de temps à autre. Les éléments internes des actifs d'électricité doivent aussi être remplacés fréquemment à la suite de la fermeture de centrales pour des besoins de réparations, de la modification des exigences réglementaires, y compris des exigences environnementales, ainsi que de nouveaux progrès technologiques.

Le taux de 4 % de la DPA, qui est maintenant de 8 % pour les nouveaux équipements de production et de 4 % pour les actifs de transport et de distribution, n'a pas été fondé sur un examen en profondeur de la durée de vie des actifs des entreprises d'électricité. Maintenant que l'industrie s'oriente vers un cadre hautement concurrentiel et s'efforce de satisfaire aux exigences de fournisseurs de capitaux mondiaux ainsi qu'aux attentes plus fortes des actionnaires et des abonnés, il est encore plus essentiel de hausser les taux de la DPA afin de tenir compte de la durée de vie réelle des actifs.

2.2. Neutralité par rapport à d'autres secteurs intérieurs

On a toujours refusé d'accorder des privilèges fiscaux aux entreprises d'électricité parce que leur production était considérée non commercialisable et que les fournisseurs réglementés relayaient leurs charges fiscales à leur clientèle. Les nouvelles tendances en présence dans le nouveau paradigme de l'électricité permettent un traitement plus neutre par rapport aux autres secteurs. L'électricité est en voie de devenir hautement concurrentielle et d'être commercialisable au même titre qu'un autre bien, étant exposée à la volatilité des prix, assujettie à l'impôt et soumise à la mobilité du capital. Aujourd'hui, l'électricité est un bien manufacturé résultant de la transformation de sources d'énergie brutes et, de toute évidence, n'est pas différente de tout autre bien manufacturé; c'est pourquoi elle devrait faire l'objet des mêmes incitatifs que les autres biens manufacturés, y compris bénéficier du taux de DPA le plus élevé, soit 30 %. Maintenant qu'on en est arrivé à la neutralité des taux d'imposition, le gouvernement devrait également reconnaître la nécessité d'une neutralité au chapitre des taux de DPA. Toutefois, l'industrie *ne recherche pas* des taux de DPA incitatifs, mais des taux de DPA plus élevés qui soient aptes à assurer un *traitement adéquat* en ce qui concerne la durée de vie utile des actifs. L'ACÉ croit que sa proposition touchant ces taux tient compte fidèlement de la durée de vie utile de ses divers actifs comme le démontre l'étude fiscale d'E&Y.

2.3. Compétitivité et comparaison avec les régimes fiscaux d'autres pays

Dans d'autres pays, la réforme fiscale est allée de pair avec la réforme des marchés. Nous présentons un bref sommaire des changements fiscaux qui ont été implantés aux É.-U., au R.-U., en Australie et en Nouvelle-Zélande :

Les taux de DPA sont plus généreux aux É.-U. qu'au Canada. La plus grande partie des équipements (production, transport et distribution) est amortie sur 20 ans (8 % pour les actifs nouveaux et existants), à l'exception des centrales nucléaires et de la catégorie de la production répartie relative aux turbines à gaz, qui sont amorties sur 15 ans (ce qui équivaut à un taux de DPA de 12 %). La période d'amortissement des assemblages de combustible nucléaire a été établie à 5 ans (ce qui équivaut à un taux de DPA de 30 %), comparativement à la nouvelle catégorie 1 à 8 % pour les nouveaux investissements et à 4 % pour les actifs déjà en place pour le Canada. À la suite de la grande panne du mois d'août 2003, l'industrie américaine préconise également des améliorations à l'amortissement des infrastructures de transport et la fixation d'un taux de DPA équivalent de 12 % (déjà autorisé par la FERC afin d'atténuer une contrainte clé en matière de transport en Californie) pour assurer à la fois la fiabilité du réseau et la sécurité énergétique nationale.

Au Royaume-Uni, où on a procédé avec succès à une privatisation et à une restructuration au début des années 1990, il existe seulement trois catégories de traitement : 1) un taux uniforme de 4 % pour les bâtiments et les structures; 2) un taux dégressif de 6 % pour les actifs ayant une longue durée de vie; 3) un taux dégressif de 25 % pour les centrales et l'appareillage. L'étude d'Ernst & Young révèle que 80 % à 90 % de tous les actifs du secteur de l'électricité bénéficient d'un taux de DPA de 25 % au R.-U.

En Australie, l'Electricity Supply Association s'est adressée à la Australian Taxation Authority (ATO) et a demandé et obtenu, le 1^{er} janvier 2002, une décision clé touchant l'amortissement des nouveaux actifs du secteur de l'électricité afin de réduire le risque pour l'investisseur. La décision rendue par l'ATO accorde aux entreprises d'électricité de ce pays le droit d'évaluer elles-mêmes la durée de vie efficace de leurs actifs. Pour justifier sa demande de modifier le régime fiscal touchant les actifs d'électricité auprès de

l'ATO, l'industrie australienne a fait valoir la nécessité d'investissements de plus de 20 millions de dollars américains comportant des risques technologiques, réglementaires et environnementaux.

En Nouvelle-Zélande, les règles touchant l'amortissement aux fins de l'impôt ont été soumises à d'importants changements en 1993. De nouveaux taux de dépréciation économique ont été adoptés pour les actifs de production d'électricité et de réticulation électrique. Le taux de dépréciation économique de base (catégorie implicite) a été fixé à 15 % VD (méthode de la valeur dégressive) ou 10 % AL (méthode de l'amortissement linéaire). Pour les nouveaux actifs, une charge de 20 % s'applique au taux économique de base (c.-à-d. un taux de dépréciation supplémentaire de 20 %). En 1994-1995, les actifs de l'ECNZ ont été divisés et transférés, à leur juste valeur marchande, à d'autres entreprises d'État et privées. Le prix payé par chacune des entités pour ces actifs est devenu la base de coût des actifs pour les besoins de l'amortissement aux fins de l'impôt. En ce qui concerne les « vieux » actifs (c.-à-d. ceux d'avant le 1^{er} avril 1993), les entreprises avaient le choix d'utiliser le nouveau taux de dépréciation économique ou l'ancien taux. La charge de 20 % ne s'appliquait pas aux « vieux » actifs.

2.4. Traitement des actifs usagés

La durée de vie économique des actifs usagés est en soi plus courte que celle des actifs nouveaux. L'application du même taux de DPA pour les deux types d'actifs serait neutre pour les transferts entre des parties assujetties à l'impôt. Cependant, les règles actuelles de l'impôt sur le revenu permettent un taux de DPA de 8 % pour les actifs nouveaux et de seulement 4 % pour les transferts d'actifs usagés entre des entreprises d'électricité exonérées et des entreprises assujetties à l'impôt. L'analyse d'E&Y démontre que le taux actuel de 4 % est inadéquat pour les actifs usagés, pour lesquels un taux encore plus élevé est nécessaire afin de tenir compte d'une durée de vie résiduelle beaucoup plus courte.

3.0 Enjeux relatifs à la catégorie 43.1

Les incitatifs offerts par le Canada pour les technologies émergentes dans le cadre de la catégorie 43.1 sont inadéquats comparativement à ceux offerts dans d'autres pays industrialisés. Jusqu'à maintenant, seul l'investissement dans des équipements « nouveaux » a été admissible à cette catégorie afin d'encourager la mise en place de nouvelles installations. Cependant, tous les équipements de la catégorie pourraient être inclus si un critère d'efficacité énergétique minimum était établi, ce qui permettrait que des équipements déjà en place ou plus âgés soient également admissible à la catégorie 43.1 à condition qu'on démontre leur efficacité. Ainsi, les entreprises d'électricité et les promoteurs pourraient également viser les turbines et génératrices plus âgées, pour lesquelles un gain d'efficacité de 3 à 5 % est possible si, par exemple, on les munit de nouvelles roues mobiles. Ce genre de modernisation devrait être admissible à la catégorie 43.1, tout comme l'ajout d'installations de production à partir des déversoirs, par exemple.

Les projets de cogénération se heurtent à plusieurs obstacles pour les entreprises d'électricité et autres promoteurs au Canada. On devrait envisager sérieusement le recours à une démarche par étapes dans le cas des installations de cogénération alimentées au gaz ou des centrales au gaz à cycles combinés afin de permettre l'implantation de ces technologies efficaces dans les cas où l'atteinte de rendements thermiques respectifs de 6000 BTU et de 7500 BTU est impossible compte tenu de la nécessité d'un utilisateur important de vapeur pour la durée de l'installation. Seulement 6 % de la production d'électricité du Canada est assurée par cogénération, alors que le potentiel technique (économique) peut atteindre 30 % selon une étude réalisée par RNCAN sur le « Potentiel de la cogénération au Canada ». En outre, actuellement, tous les éléments d'équipement d'un système de cogénération ne sont pas admissibles à la catégorie 43.1. Enfin, les entreprises doivent démontrer qu'elles se qualifient toujours (c.-à-d. qu'elles respectent le rendement thermique fixé) chaque année, sinon elles pourraient perdre l'amortissement autorisé pour cette année pour l'exploitation de toute l'installation de cogénération.

La mise en place de systèmes énergétiques de quartier et de systèmes géothermiques (thermopompes tirant l'énergie du sol) nécessite beaucoup de capitaux. Rendre les canalisations et les boucles géothermiques admissibles à la catégorie 43.1 favoriserait davantage le déploiement de ces technologies écologiques. Un crédit d'impôt à l'investissement (CII) remboursable procurerait aux investisseurs la

liberté de choisir toute technologie admissible plutôt que d'opter pour une source d'énergie visée par un programme, par ex., l'énergie éolienne, qui bénéficie d'un crédit d'impôt à la production. Le gouvernement a amélioré le traitement relatif aux FEREEC pour l'énergie éolienne, mais il n'a pas rendu admissibles de manière semblable d'autres technologies fondées sur les énergies renouvelables. L'octroi d'un CII pour toutes les technologies de la catégorie serait plus équitable.

4.0. Impacts sur les recettes

Les tableaux ci-dessous contiennent des évaluations de l'impact des changements proposés par l'ACÉ sur les recettes fédérales. Ces évaluations sont fondées sur une analyse détaillée réalisée par Ernst & Young. Les tableaux illustrent aussi l'impact sur les recettes fédérales du transfert d'une partie des actifs (production, transport et distribution) d'entreprises d'électricité provinciales exonérées à des entreprises imposables. Comme on peut le constater, cet impact (qui est fondé sur les évaluations de 2001) est modeste et témoigne du fait que la vaste majorité des actifs dans le domaine de l'électricité sont détenus par des entreprises d'électricité provinciales exonérées qui ne sont pas touchées par les changements fiscaux. Si l'amélioration des taux de DPA favorise un transfert d'actifs d'entreprises exonérées à des entreprises imposables, il pourrait s'ensuivre un important gain au chapitre des recettes fédérales qui dépasserait de loin les coûts occasionnés par la modification des taux de DPA..

- **Impact sur les recettes de l'augmentation des taux de DPA touchant les entreprises actuellement imposables** (Tiré de l'étude d'Ernst & Young intitulée [CCA Rates for the Electric Power Industry](#))

Coût estimatif au chapitre des recettes fédérales de l'augmentation des taux de DPA pour les actifs de production, de transport et de distribution d'électricité des entreprises imposables (millions \$)	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>
Taux de DPA de 20 % pour la production	1,2	3,0	3,9
Taux de DPA de 12 % pour le transport et la distribution	1,3	3,7	5,6
Total pour les deux modifications	2,5	6,7	9,5

- **Impact sur les recettes de l'ajout d'entreprises imposables et de la hausse des taux de DPA**

Coût estimatif au chapitre des recettes fédérales de l'augmentation des taux de DPA selon l'hypothèse que les entreprises imposables additionnelles et les installations de production imposables additionnelles représentent 10 % et que les équipements de T-D imposables additionnelles représentent 5 % de l'industrie de l'électricité (millions \$)	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>
Production			
Coût au chapitre des recettes : DPA de 20 %	(1,6)	(4,0)	(5,2)
Impôt fédéral des sociétés résultant de l'ajout d'entreprises imposables	120	120	120
T et D			
Coût au chapitre des recettes : DPA de 12 %	(0,9)	(2,5)	(3,7)
Impôt fédéral des sociétés résultant de l'ajout d'entreprises imposables	60	60	60
Total			
Changements à la DPA	(2,3)	(6,5)	(8,9)
Impôt fédéral des sociétés résultant de l'ajout d'entreprises imposables	180	180	180

5.0. Conclusions

Comme le démontrent les arguments ci-dessus, notre recommandation d'améliorer les taux de DPA et d'accroître ces taux pour les équipements usagés est essentielle si l'on veut préserver la capacité de l'industrie d'attirer les capitaux et d'améliorer sa performance environnementale, y compris de réduire ses émissions de gaz à effet de serre et leurs impacts sur la qualité de l'air. Il est crucial de favoriser de nouveaux investissements dans des infrastructures de production, de transport et de distribution si l'on veut éviter des déficits d'approvisionnement, d'éventuelles pénuries en période de pointe et des montées en flèche des prix à la suite de contraintes sur le réseau. Les changements recommandés permettront d'harmoniser les taux de DPA avec la durée de vie utile des actifs tout en encourageant les investissements dans le secteur de l'électricité, dont le besoin est pressant. Même si l'industrie doit aussi faire face à d'autres défis, les changements fiscaux constituent le signal clé qui encouragera les investisseurs à acheter, à construire et à moderniser des actifs dans le domaine d'électricité. Il est possible de réduire les émissions de gaz à effet de serre du Canada en procédant à de nouvelles améliorations à la catégorie 43.1. Y rendre admissible la modernisation des équipements déjà en place, par ex., les centrales hydroélectriques, fixer des objectifs d'efficacité énergétique, instituer des taux d'amortissement à deux paliers pour les centrales à gaz à cycles combinés et admettre les équipements à forte densité de capital comme les canalisations et les boucles géothermiques dans les critères d'admissibilité sera de nature à encourager la mise au point de technologies non polluantes qui aideront le Canada à atteindre ses objectifs.

Pour plus de renseignements et pour toute question, prière de communiquer avec :

Trevor Bell, président, Comité de l'ACÉ sur l'impôt sur le revenu, (403) 267-2530
James Harbilas, président, Comité spécial de l'ACÉ sur les finances et la fiscalité,
403) 514-4554
Dan Goldberger, conseiller principal, Finances et fiscalité, ACÉ, (416) 216-6781

Annexe 1

Participants à l'étude de la maison Ernst & Young terminée le 28 septembre 2001 et intitulée :
« CCA Rates for the Electric Power Industry: The Role and Importance of Capital Cost Allowance Rates and Incentives »

Membres de l'ACÉ

BC Hydro
Emera Inc.
ENMAX Corporation
EPCOR
Great Lakes Power Limited
Hydro One Networks Inc.
Hydro Ottawa
Hydro-Québec
Manitoba Hydro
Énergie Nouveau-Brunswick
Newfoundland & Labrador Hydro
Newfoundland Power
Ontario Power Generation
SaskPower
S&C Electric Canada Ltd. (au nom des fabricants et des fournisseurs)
Toronto Hydro
TransAlta Corporation

Investisseurs étrangers

British Energy
DTE/Probyn Energy Solutions
SITHE

Représentants de l'industrie de la production indépendante

Independent Power Producers Society of Alberta
Association of Power Producers of Ontario (auparavant l'Independent Power Producers Society of Ontario)
Northland Power Inc.

Autres participants

Environnement Canada
Table ronde nationale sur l'électricité, représentée par la Capstone Turbine Corporation
Ressources naturelles Canada