



CHAMBRE DES COMMUNES
HOUSE OF COMMONS
CANADA

Comité permanent des ressources naturelles

RNNR • NUMÉRO 068 • 1^{re} SESSION • 42^e LÉGISLATURE

TÉMOIGNAGES

Le mercredi 18 octobre 2017

Président

M. James Maloney

Comité permanent des ressources naturelles

Le mercredi 18 octobre 2017

• (1535)

[Traduction]

Le président (M. James Maloney (Etabicoke—Lakeshore, Lib.)): Bonjour à tous. Nous allons commencer.

Nous entendrons deux témoins durant la première heure et durant la deuxième heure nous entendrons un témoin puis nous réglerons les affaires du Comité.

Messieurs, merci beaucoup d'être parmi nous aujourd'hui. Vous aurez 10 minutes chacun pour faire vos exposés, puis nous passerons aux questions. Des écouteurs sont à votre disposition si vous avez besoin de l'interprétation, car je suis certain que l'on vous posera des questions en français.

Monsieur Stensby, vous semblez prêt, commençons pas vous. Je vous en prie.

M. Wayne Stensby (directeur général, Électricité, ATCO Group): Merci beaucoup monsieur le président.

Je tiens à remercier les membres du Comité de me permettre de témoigner ici.

Je m'appelle Wayne Stensby. Je suis le directeur général de l'unité commerciale internationale pour l'électricité d'ATCO Group. Pour ceux qui ne connaîtraient pas ATCO, il s'agit d'un chef de file en développement d'infrastructures énergétiques, fier d'être basé en Alberta, avec plus de deux millions de clients dans le monde, dont plus d'un million au Canada.

Notre objectif est de garantir en permanence un accès fiable à une énergie bon marché. En cela, nous jouons un rôle clé dans la croissance économique et la prospérité de collectivités que nous avons le privilège d'alimenter. Nous sommes très fiers de nos partenariats de coentreprise de longue date, avec de nombreuses collectivités autochtones canadiennes notamment.

Au Canada, nous possédons et exploitons des sites de production d'électricité en Alberta, en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et en Ontario. Nous exploitons un vaste système composé de plus de 12 000 kilomètres de lignes de transport et de plus de 75 000 kilomètres de lignes de distribution en Alberta, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Notre nouveau groupe, ATCO Energy, est un fournisseur d'électricité et de gaz naturel en Alberta.

Étant l'une des rares sociétés électriques canadiennes cotées en bourse et travaillant au Canada, avec des activités dans l'ensemble de la chaîne de valeur électrique dans de multiples provinces et territoires, nous jouissons d'un point de vue holistique unique sur les solutions potentielles en matière d'infrastructures électriques pouvant profiter à tous les Canadiens.

En effet, en regard du débat d'aujourd'hui, je précise que nous sommes en train de construire une ligne de transport de 500 kilomètres de long et d'une capacité de 500 kilovolts nommée Fort

McMurray Ouest, qui sera mise en service au milieu de 2019. En 2015, nous avons mis en service notre projet de ligne de transport de l'Est de l'Alberta, l'EATL, de 500 kilomètres de long pour une capacité de 500 kilovolts en courant continu qui appuie les installations d'énergie renouvelable construites en Alberta.

Dans ce contexte, je me réjouis de vous parler aujourd'hui des interconnexions stratégiques qui, à mon sens, offrent des possibilités inédites permettant d'obtenir des résultats positifs simultanés dans de nombreux secteurs.

Le Comité a demandé que les témoins répondent à cinq questions précises. Pour ces remarques liminaires, je vais traiter chacune des cinq questions et je terminerai par quelques réflexions supplémentaires.

La première question porte sur l'indépendance électrique régionale. De notre point de vue, l'alimentation électrique doit être envisagée sous l'angle d'une démarche systémique globale, avec un corridor énergétique traversant plusieurs provinces jusqu'au Nord du Canada, ce qui constituerait une armature importante permettant des échanges d'électricité issue de sources fiables et compétitives.

Nous suggérons que, plutôt que de rechercher l'indépendance régionale, une forte stratégie d'ensemble consisterait à rechercher l'interdépendance régionale, à travailler par-delà les frontières pour garantir que les provinces et les territoires disposent d'un approvisionnement adéquat d'électricité bon marché à faibles émissions de carbone.

Ce réseau interconnecté permettrait au Canada d'obtenir de nombreux résultats positifs, y compris la réduction des réserves. Aujourd'hui, les provinces et les territoires ont tous pour objectif de fournir de l'électricité de façon fiable dans tous les scénarios envisageables. Par conséquent, chaque province et chaque territoire se dote actuellement d'une surcapacité de production afin de répondre aux scénarios de charge exceptionnelle. Cela donne lieu à une conception systémique relativement inefficace, qui génère des coûts croissants répercutés sur le consommateur. Si les provinces et les territoires pouvaient plutôt tirer parti des interconnexions afin de mieux gérer ces épisodes de demande exceptionnelle, elles pourraient se passer d'une partie de cette capacité et les consommateurs feraient des économies. En se basant sur des niveaux très élevés, nous estimons que les économies réalisées en renonçant à la construction de ces nouvelles capacités rendues inutiles pourraient représenter une valeur nette actuelle qui atteindrait les 16 milliards de dollars pour l'ensemble du Canada.

Deuxièmement, il y a l'augmentation de la résilience. Alors que nous sommes confrontés à des événements climatiques extrêmes, qui sont de plus en plus fréquents comme chacun le constate, un réseau interconnecté entre les régions améliore la résilience, car il est moins vulnérable aux pannes d'électricité et le rétablissement de l'alimentation consécutif aux coupures nécessite moins de temps.

Troisièmement: la diversité des charges. Les provinces et les territoires occupent des fuseaux horaires différents dans notre vaste pays et leurs pics de consommation journaliers sont décalés. Les interconnexions permettent aux provinces et aux territoires de partager leurs capacités et de répondre à la vague de pics de consommation alors qu'elle se déplace d'est en ouest. Les provinces et les territoires pourraient se passer d'installations existantes coûteuses destinées à répondre aux pics de consommation, ou n'auraient pas besoin d'en construire à l'avenir. L'analyse basée sur de hauts niveaux que j'évoquais tout à l'heure indique que ces économies pourraient représenter jusqu'à un milliard de dollars en valeur nette actuelle.

Le défi étant bien sûr, vu la diversité des marchés, qu'il faudrait apporter une grande attention à l'élaboration de méthodologies permettant une distribution équitable de la valeur entre tous les participants sans que cela ne se réduise à de simples transferts de richesse entre provinces et territoires.

S'agissant de la deuxième question, sur la distribution d'électricité à faible émission de carbone, au cours d'une année moyenne, le Manitoba et la Colombie-Britannique exportent beaucoup plus d'électricité vers les États-Unis que vers les autres provinces. On recense plus de 30 interconnexions majeures de lignes de transport entre le Canada et les États-Unis, pourtant les interconnexions entre les provinces sont relativement peu nombreuses et leur capacité relativement faible. Tandis que le Manitoba et la Colombie-Britannique ont de l'électricité en abondance, l'Alberta et la Saskatchewan sont en train de s'engager dans des projets d'augmentation considérable de leur capacité de production d'énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre de leurs réseaux. Des interconnexions entre les lignes de transport de ces provinces permettraient un accès aux ressources hydroélectriques existantes et futures et pourraient fortement contribuer à atteindre les objectifs de réduction des émissions de l'ensemble du pays.

De plus, de nombreuses collectivités isolées dans le Nord du pays satisfont leurs besoins en électricité principalement grâce à des génératrices diesel, alimentées avec du carburant transporté soit par avion, soit sur des routes de glace saisonnières. Non seulement la

production électrique par des génératrices au diesel n'est pas économique, ce qui ajoute au coût déjà considérable de la vie dans le Nord canadien, mais elle n'est pas toujours fiable. Nous pensons que l'accès à une électricité fiable et rentable doit être un élément de base pour tous les Canadiens. Étant donné l'abondance des ressources hydroélectriques présentes et potentielles dans l'Ouest canadien d'une part et la possibilité d'interconnexions des réseaux avec le Nord d'autre part, nous voyons trois possibilités majeures pour les provinces et les territoires de l'Ouest: des capacités supplémentaires et des interconnexions entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, une interconnexion plus importante entre l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba qui nécessiterait une certaine quantité de courant continu et enfin une interconnexion entre l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest.

La troisième question concerne les possibilités d'alignement avec la stratégie énergétique canadienne. Les interconnexions peuvent faciliter le développement des sources d'énergies renouvelables afin de répondre à la demande future. À mesure que l'Alberta, la Saskatchewan et d'autres provinces construisent des projets solaires et éoliens, les interconnexions avec d'autres régions et d'autres sources d'électricité ou avec des sources mobilisables peuvent fournir un soutien important aux productions intermittentes. Cela permet aux provinces et aux territoires de se passer de capacités de production supplémentaires alimentées par le gaz qui autrement seraient indispensables pour répondre aux fluctuations rapides de production des sources d'énergie renouvelables intermittentes. Notre analyse, là encore pour des niveaux très élevés et de façon très grossière pour l'instant, indique que cela pourrait représenter une valeur nette actuelle d'environ un milliard de dollars pour l'Alberta et la Saskatchewan.

La quatrième question porte sur le commerce de l'énergie et les relations entre les États-Unis et le Canada. Jusqu'ici l'essentiel de la planification de la production et du transport d'électricité au Canada a été confiné à l'intérieur des frontières provinciales et sans surprise, cela a abouti à des efforts considérables pour aménager des corridors d'exportation vers les États-Unis. Des interconnexions entre l'Est et l'Ouest du Canada qui permettraient aux provinces d'être plus interconnectées d'une part et des interconnexions vers les États-Unis permettant les exportations d'autre part, offrent des possibilités supplémentaires. Nous n'y voyons pas de conflit, mais un avantage.

De plus, les interconnexions à travers le pays permettent aux autres provinces d'avoir accès à des marchés supplémentaires. Les ventes aux provinces voisines pourraient aider à financer et à développer des sources d'énergies renouvelables supplémentaires au Canada.

● (1545)

La cinquième question porte sur l'emploi et les impacts économiques. Les interconnexions interprovinciales sont des infrastructures de grande taille à longue durée de vie qui généreront des emplois hautement qualifiés dans le bâtiment et des emplois de maintenance dans un certain nombre de régions, pour les décennies à venir. Plus important encore, pour les raisons que j'ai énoncées, les interconnexions contribuent à fournir une énergie propre, fiable et rentable à l'ensemble des regards Canadiens. C'est le fondement de la vitalité économique de nos communautés d'un bout à l'autre du pays.

Pour aller plus loin, je voudrais vous livrer quelques réflexions.

Tout d'abord, les investissements dans des équipements très coûteux et à longue durée de vie comme les installations hydroélectriques et le transport électrique de forte capacité nécessitent une vision à long terme. Cette vision à long terme doit avoir pour horizon les bénéfices futurs apportés par ces projets. Nous encourageons les responsables politiques à avoir une vision à long terme lorsqu'ils évaluent aujourd'hui les possibilités.

Le second point concerne le calendrier. Une récente présentation des travaux de Ressources naturelles Canada indique que des interconnexions sont envisagées pour 2030 et de nouvelles capacités hydroélectriques pour 2040. Nous pensons que ces délais sont tout simplement trop reculés. Les solutions de soutien aux énergies renouvelables et au réseau seront nécessaires vers 2025. Les occasions de réaliser ces bénéfices peuvent amener d'importants changements et de nombreuses possibilités si cela est fait aujourd'hui et non dans les décennies à venir.

Le président: Je vais devoir vous interrompre hélas. Le temps nous est compté.

Monsieur Vaasjo, c'est à vous.

M. Brian Vaasjo (président et directeur général, Capital Power Corporation): Bonjour, monsieur le président, mesdames et messieurs, chers membres du Comité permanent des ressources naturelles. Je m'appelle Brian Vaasjo. Je suis le président et directeur général de Capital Power Corporation, dont le siège se situe à Edmonton, en Alberta.

Capital Power construit, possède et exploite des installations de production électrique dans l'ensemble du Canada et aux États-Unis. Nous sommes une société cotée en bourse avec une capitalisation boursière d'environ 2,7 milliards de dollars.

Merci de me donner la possibilité de témoigner devant vous pour vous donner notre point de vue sur les interconnexions et leur rôle potentiel sur la transition du Canada vers un système énergétique à faibles émissions de carbone.

En qualité de participants et d'investisseurs dans les marchés de l'électricité en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario, nous travaillons avec tous les paliers de gouvernement pour l'évaluation, la conception et la mise en application de politiques permettant d'atteindre efficacement les objectifs fixés par les politiques publiques au sujet du système électrique.

La capacité actuelle de Capital Power est d'environ 4 500 mégawatts de production électrique répartis sur 24 installations au Canada et aux États-Unis.

Au Canada, nous avons des intérêts en Ontario, avec une capacité de production de 624 mégawatts correspondant à trois installations éoliennes et deux installations fonctionnant au gaz naturel. En Colombie-Britannique nous disposons d'une capacité de production de 427 mégawatts grâce à une installation fonctionnant au gaz naturel sur l'île de Vancouver, à deux installations de récupération de chaleur et une installation éolienne.

Aux États-Unis, nous disposons d'une capacité de production de plus de 1 100 mégawatts répartie sur cinq États, avec une production solaire, éolienne, au gaz naturel et en utilisant la biomasse.

L'essentiel de notre capacité se trouve aujourd'hui en Alberta. Capital Power y est le principal promoteur depuis 2004 et possède des actions dans neuf installations qui représentent une capacité de production de 2 400 mégawatts, soit environ 14 % du marché de l'Alberta. Notre flotte en Alberta comprend quatre centrales au charbon qui sont les plus récentes et les plus efficaces de la province, trois centrales au gaz naturel destinées à répondre aux pics de

demande, une installation au gaz naturel à cycles combinés et une installation éolienne.

L'Alberta est unique, comparativement aux autres provinces, à cause de la manière dont se font les investissements. Cela a peu de rapport avec les règles spécifiques du marché, mais est lié à une différence fondamentale: ces investissements sont réalisés par des investisseurs privés qui prennent des risques dans un marché compétitif, sans garantie de recouvrer leurs fonds. Alors que s'opère en Alberta une remise à plat du marché, cette caractéristique fondamentale restera certainement inchangée. Cela constitue un élément considérable à prendre en compte pour envisager les interconnexions stratégiques en Alberta.

La redéfinition du marché de l'Alberta découle en grande partie du plan de leadership en matière de climat de l'Alberta, annoncé en novembre 2015. Ce plan a présenté plusieurs politiques de transition du système électrique de l'Alberta vers une production à faible émission de carbone. L'abandon des centrales au charbon est prévu d'ici 2030, un cadre plus contraignant d'établissement du prix du carbone sera mis en oeuvre en janvier 2018 pour les gros émetteurs et il y a aussi un programme d'achat appuyé par le gouvernement visant à créer des sources d'énergies renouvelables d'une capacité de 5 000 mégawatts d'ici 2030.

Capital Power a soutenu et continuera à soutenir la conception et la mise en oeuvre de ce plan en Alberta ainsi que les objectifs de réduction des émissions pour notre secteur dans cette province.

Nous avons collaboré avec le gouvernement de l'Alberta pour mettre au point un accord compensatoire qui intègre le fait que la fermeture des centrales au charbon d'ici 2030 cause un raccourcissement de la durée de vie de six de nos unités de production au charbon. L'Alberta a aussi trouvé un accord avec deux de nos homologues dans la province qui étaient touchés également. L'Alberta envoie ainsi un message positif aux investisseurs en maintenant leur confiance.

Nous entreprenons un programme de 50 millions de dollars d'investissement dans nos centrales à charbon pour améliorer leur efficacité et réduire de 10 % leurs émissions. Cela répond aux incitations à l'amélioration continue de l'efficacité qu'envoient à la fois le marché compétitif de l'Alberta et son nouveau cadre d'établissement d'un prix du carbone.

Nous travaillons activement sur la possibilité d'utiliser de la biomasse en combinaison avec le charbon dans nos centrales et nous entamons une seconde phase d'essais la semaine prochaine. Cela permettrait une utilisation combinée jusqu'à 15 % dans l'une de nos unités et s'accompagnerait d'une réduction immédiate des émissions.

Nous travaillons également sur des questions de conception et de rentabilité relatives à la conversion potentielle de nos unités au charbon vers une utilisation du gaz naturel avant 2030. Nous bâtissons plusieurs sites solaires et éoliens pour participer au processus compétitif visant à mettre en place 5 000 mégawatts d'énergies renouvelables supplémentaires d'ici 2030. Nous avons récemment conclu un accord commercial avec la nation Siksika pour développer des projets sur leurs terres.

● (1550)

Nous nous tenons prêts à investir dans les nouvelles capacités dont aura besoin l'Alberta pour remplacer l'utilisation du charbon, à répondre à l'augmentation de la consommation dans la province et à atteindre ses objectifs en matière d'énergies renouvelables. Nous avons un projet d'installation au gaz naturel prêt à être lancé dès que les signaux du marché seront favorables.

Le gouvernement de l'Alberta estime qu'il faudra investir environ 25 milliards de dollars au total d'ici 2030 dans la production d'électricité. La redéfinition du marché qui s'opère vise à établir un contexte à même d'attirer des investissements d'une telle ampleur. Ce marché continuera à dépendre des forces de la concurrence et des prises de risques des investisseurs. C'est dans ce contexte qu'il faut réfléchir aux interconnexions stratégiques, en tout cas pour ce qui concerne l'Alberta.

Le gouvernement de l'Alberta a fixé trois objectifs pour la transition du secteur électrique au moment de l'annonce de son plan. Il s'agit de maintenir la fiabilité, d'assurer une stabilité des prix raisonnables pour les consommateurs et les entreprises et de faire en sorte que des capitaux ne soient pas inutilement bloqués.

Capital Power estime que cinq objectifs et cinq facteurs doivent être intégrés à l'évaluation des projets d'interconnexion financés par le gouvernement.

Le premier est que les coûts soient raisonnables. Toute initiative fédérale doit garantir des coûts maîtrisés pour les consommateurs. Les coûts associés aux interconnexions stratégiques incluront ceux liés aux nouvelles ressources hydroélectriques construites pour soutenir les interconnexions, de nouvelles sources de production qui seraient nécessaires en Alberta ou dans toute autre province absorbant de la puissance afin d'assurer la fiabilité lorsque les importations d'hydroélectricité peuvent être indisponibles pour différentes raisons. Enfin il y aura les coûts directs d'expansion des interconnexions et des réseaux de transport d'électricité provinciaux destinés à gérer le commerce de l'énergie en temps réel.

Capital Power ne pense pas que le coût total d'une interconnexion stratégique serait inférieur, du point de vue du consommateur, à celui d'une production électrique renouvelable, à faible émission de carbone, développée en Alberta.

Le deuxième point porte sur la fiabilité. Il faut considérer les problèmes de fiabilité soulevés par des interconnexions stratégiques basées sur la construction de nouveaux sites hydroélectriques. Tout d'abord, l'annonce de la création d'une interconnexion aurait un effet immédiat sur les décisions d'investissement en Alberta par la réduction des futures possibilités de marché. Une interconnexion unique de grande taille génèrera également un risque considérable pour la fiabilité.

Troisièmement, il y a les enjeux environnementaux. Une initiative fédérale doit permettre que l'évaluation des effets environnementaux soit déterminée selon que l'interconnexion sera entièrement justifiée pour une production hydroélectrique ou à faible émission de carbone ou si elle sera utilisée pour acheminer de l'électricité depuis d'autres marchés. Les interconnexions existantes en Alberta, y compris celle vers la Colombie-Britannique, sont utilisées pour l'importation d'électricité depuis des marchés utilisant des sources à la fois thermiques et renouvelables. Une initiative d'interconnexions stratégiques qui ouvrirait de nouvelles perspectives d'importations d'électricité provenant de sources thermiques extérieures à la province ne serait pas avantageuse du point de vue des émissions.

Quatrièmement, il y a les bienfaits pour les collectivités. Les projets d'interconnexions subventionnés par le gouvernement fédéral déplaceraient et anticiperaient les investissements dans les capacités de production renouvelables et à faibles émissions en Alberta. Ce faisant, ces projets réduiraient aussi les possibilités pour les Albertains et les collectivités de l'Alberta de tirer les bénéfices de productions locales qui seraient nécessaires pour remplacer les centrales au charbon et répondre à l'accroissement de la demande. C'est particulièrement vrai pour les collectivités de l'Alberta dans

lesquelles se trouvent les centrales à charbon, mais aussi pour les collectivités qui cherchent la possibilité d'accueillir des projets de production d'énergies renouvelables.

Le cinquième point concerne la nécessité d'instaurer des règles du jeu équitables sur le marché et d'obtenir la confiance des investisseurs. Comme nous l'avons dit, le marché de l'Alberta continuera à attendre des investisseurs qu'ils endossent les risques lorsqu'ils investissent et qu'ils cherchent à réaliser des bénéfices dans un contexte de marché compétitif. Une initiative fédérale qui subventionne l'importation de ressources créera une inégalité sur le marché pour les producteurs basés en Alberta. La garantie d'un traitement équitable des investissements existants doit faire partie de toute initiative fédérale, tout comme l'a fait l'Alberta en érigeant cela en principe pour son initiative de redéfinition du marché.

Pour terminer, Capital Power note que dans le contexte du rapport Vision 2050, le gouvernement souligne le rôle de plusieurs sources d'énergies à faible émission de carbone, notamment l'hydroélectricité, le nucléaire, le piégeage et le stockage du carbone.

L'analyse des interconnexions stratégiques doit être coordonnée avec l'évaluation des possibilités offertes pour garantir que tout financement fédéral vise à soutenir la solution la moins coûteuse. À cet égard, Capital Power estime que tout financement ou processus d'achat en soutien aux technologies à faible émission ne devrait pas être destiné à une source en particulier, mais devrait, à l'inverse, inviter les industries à proposer des solutions qui répondent aux critères d'émissions.

●(1555)

Les propositions retenues seront celles qui permettent d'atteindre les objectifs de la façon la plus rentable possible. La mise en œuvre d'interconnexions stratégiques sans lien les unes avec les autres fermera la porte aux autres technologies, comme le captage et le stockage de carbone qui peuvent être plus appropriés à l'Alberta et plus rentables à long terme.

En conclusion, dans certains cas, l'appui du gouvernement aux projets d'interconnexion peut servir l'intérêt public et, ailleurs, il peut avoir des répercussions inattendues sur le coût à la consommation, la fiabilité et la confiance des investisseurs.

Capital Power est une société canadienne qui veut continuer à investir dans l'infrastructure énergétique et à participer à l'évolution du réseau électrique au Canada. Nous ne demandons aucun avantage, aucun programme spécial ni bénéfice. Nous demandons au gouvernement de ne pas mettre en œuvre de programmes qui nous désavantagent.

Capital Power vous remercie de lui avoir donné l'occasion d'exprimer son point de vue sur cette importante initiative.

Merci.

Le président: Je vous remercie, messieurs.

La première question sera posée par Mme Ng.

Mme Mary Ng (Markham—Thornhill, Lib.): Je vous remercie tous les deux de votre participation aujourd'hui et de l'aide que vous nous apportez dans l'étude des interconnexions stratégiques et l'appréciation de leur importance pour le pays.

Je vais commencer par l'ATCO.

Vous avez parlé des possibilités liées aux interconnexions stratégiques et, en particulier, de la possibilité d'avoir des connexions dans certains endroits. Pourriez-vous préciser les demandes en matière de logistique ou d'infrastructure dans de tels cas et indiquer ce dont on devrait tenir compte?

M. Wayne Stensby: Du point de vue de l'infrastructure uniquement, je pense que c'est très faisable. En théorie, la construction de lignes de transmission d'est en ouest n'est pas plus complexe que leur construction du nord au sud. Vous devez suivre un processus auprès des propriétaires fonciers. Vous devez penser à des partenariats. Du point de vue technique et de l'infrastructure, c'est tout à fait faisable.

La partie difficile, comme mon collègue Brian l'a mentionné, touche plus à l'élaboration du cadre dans lequel s'inscrivent les marchés, car selon la province ou le territoire, les enjeux en matière de propriété sont différents. L'établissement d'une position commerciale qui n'avantage ni ne désavantage un promoteur en particulier est un enjeu. C'est le véritable défi. Je ne pense pas que le débat porte en soi sur la technique ou la construction d'infrastructure.

Mme Mary Ng: Vous avez parlé des possibilités entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan, et d'une autre participation d'est en ouest.

Pouvez-vous nous donner un état de la... « préparation », ce n'est probablement pas le terme exact, toutefois, si vous tenez compte de ce qui existe actuellement en Alberta en matière d'interconnexions, quels sont les projets les plus aptes à voir le jour?

• (1600)

M. Wayne Stensby: J'envisagerais la chose d'une manière graduelle, parce que même si l'on peut envisager un réseau de transmission pancanadien, je crois qu'il serait plus pratique d'y aller de façon graduelle. C'est une excellente occasion d'appuyer les régions nordiques et de construire une connexion de relativement petite envergure entre l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest. Je crois dans la possibilité d'étendre la présente connexion entre l'Alberta et la Saskatchewan, qui n'est pas de grande envergure, et ce, en échelonnant le projet dans le temps. Du côté de la Colombie-Britannique, nous avons déjà une interconnexion. Je crois qu'on pourrait installer une autre interconnexion avec cette province.

Quant à déterminer laquelle de ces interconnexions sera construite en premier, je pense que nous devons étudier la dynamique des installations existantes en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et dans le Nord. Essayer de répondre aux besoins du Nord m'enthousiasme, notamment parce que je crois que cette région est confrontée à des défis qui passionnent énormément le Canadien que je suis.

Mme Mary Ng: J'apprécie la partie de votre étude sur la possible augmentation de la valeur actuelle nette grâce au développement de certaines interconnexions stratégiques dans certains endroits.

Pouvez-vous donner un peu plus de précisions sur les avantages que nous pouvons tirer de la construction de quelques-unes de ces interconnexions stratégiques et sur la façon dont cette connexion peut également contribuer à créer un excédent d'électricité au Canada, ce qui pourrait alors aider aux échanges commerciaux avec nos partenaires du Sud.

M. Wayne Stensby: L'objectif du travail de très haut niveau que nous avons fait n'était pas de quantifier la production additionnelle qui peut être développée au Canada ou exportée aux États-Unis. Je crois qu'il y a là une excellente possibilité, mais nous n'avons pas fait cette analyse. Notre travail a été axé sur l'abandon du charbon et la transition du réseau en Alberta surtout. Toutefois, c'est tout un travail et un travail à très grande échelle.

Si le Comité s'y intéressait, nous pourrions faire cette étude à titre de rapport complémentaire. Je crois que le Canada est richement

doté en ressources hydroélectriques et que cela pourrait représenter une solution pour bon nombre de nos cousins du sud, si c'est ce que nous voulons faire. Je pense que c'est une incroyable occasion pour l'économie canadienne.

Mme Mary Ng: Il est possible que vous ne puissiez pas me répondre, mais je reprends un peu le point de M. Vaasjo et les observations que vous avez faites. Cela concerne les interconnexions stratégiques qui vous intéressent et ce dont vous devriez tenir compte eu égard aux diverses sources d'énergie existantes. D'un point de vue pratique, avez-vous des commentaires sur la façon dont le gouvernement devrait étudier ce que nous considérons comme des interconnexions stratégiques? Je suis d'accord. Il y a un équilibre.

M. Wayne Stensby: Je pense que c'est très complexe... Il faut en revenir aux considérations commerciales et aux observations de Brian sur les répercussions inattendues. Je pense que nous voulons tous que les interconnexions additionnelles ne soient pas qu'un simple transfert de richesse entre provinces et que, d'une façon ou d'une autre, certaines parties soient désavantagées et d'autres avantagées, et que, possiblement, nous augmentions la production d'émissions de carbone ou permettions ce que nous ne voulions pas permettre.

Je pense que c'est le noeud du problème. En fait, il faudrait chercher à définir, d'une part, qui financerait les interconnexions et comment elles le seraient et, d'autre part, comment l'électricité ainsi transportée serait gérée et mise en marché au sein des diverses entités de commercialisation.

• (1605)

Mme Mary Ng: J'ai lu quelque part que... oh, mon temps est terminé.

Merci beaucoup, messieurs.

Le président: Vous avez bien respecté votre temps.

Monsieur Falk, c'est à vous.

M. Ted Falk (Provencher, PCC): Je vous remercie, monsieur le président.

Je remercie les deux témoins pour leur présence aujourd'hui et leurs exposés.

Monsieur Stensby, je vais commencer par vous. Vous avez parlé de passer de l'autonomie à l'interdépendance. Je crois que c'est à propos des interconnexions. Pouvez-vous expliquer ce que vous entendez par cela?

M. Wayne Stensby: Nous ne sommes pas arrivés à cela par hasard. La construction classique des réseaux électriques au Canada nous révèle que cette histoire ne date pas d'hier et qu'elle concerne surtout ce que nous pouvons appeler les « modèles de propriété ». En Colombie-Britannique, il y a une société d'État. En Saskatchewan, il y a une société d'État et au Manitoba également. Comme Brian l'a si judicieusement souligné, le cas de l'Alberta est singulier en raison des services publics qui appartiennent à des investisseurs. Toutefois, les provinces demeurent essentiellement responsables de l'approvisionnement en électricité et les réseaux ont été construits en en tenant compte.

À l'avenir, je pense qu'il faut adopter un point de vue plus large, à l'échelle canadienne, afin d'aider chaque province à agir à l'intérieur de son mandat de fournir l'électricité à moindre coût et de façon fiable. Je ne crois pas que nous avons tiré pleinement profit de la proximité géographique de nos provinces. Je pense que nous avons presque permis l'existence de barrières.

L'autre argument que je veux présenter concerne la séparation technique entre les réseaux électriques le long de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et qui persiste jusqu'aux États-Unis et qui, de tout temps, a posé un problème particulier pour l'interconnexion. Grâce aux récentes avancées technologiques, je crois que ce n'est plus le cas. Nous pouvons utiliser plusieurs des technologies de pointe afin de mieux connecter la Saskatchewan à l'Alberta. La technologie expliquait une partie des problèmes, toutefois la principale raison relevait de la structure de propriété et des responsabilités de chacune des provinces.

M. Ted Falk: D'accord.

Pensez-vous qu'une augmentation du nombre d'interconnexions augmentera également la collaboration entre les différentes entités? Pensez-vous que le résultat final sera l'électricité à moindre coût pour les consommateurs?

M. Wayne Stensby: Si c'est bien fait, je pense que le résultat final sera l'électricité à moindre coût pour les consommateurs. Je pense qu'une collaboration accrue sera nécessaire pour réaliser les interconnexions et que les interconnexions en soi ne donneront pas lieu à une collaboration accrue. C'est ma façon de voir. Si nous ne pouvons pas obtenir de bonnes ententes et discussions au-delà des barrières provinciales et territoriales, nous ne réussirons pas à développer des interconnexions.

M. Ted Falk: À l'heure actuelle, y a-t-il des interconnexions qui fournissent une redondance adéquate au sein du réseau électrique canadien?

M. Wayne Stensby: Cela dépend de la fiabilité de la solution retenue. Dans les endroits où elles n'existent pas, nous avons tout simplement augmenté la capacité. Il y a quelques façons de résoudre l'équation. Nous l'avons résolue par ce que j'appelle la construction excessive ou en développant une production excédentaire dans chaque province ou territoire.

M. Ted Falk: Je vous remercie, monsieur Stensby.

Monsieur Vaasjo, je voudrais vous poser quelques questions.

Vous avez indiqué que vous produisez de l'énergie provenant de centrales au charbon, de centrales au gaz et de la force éolienne.

Pouvez-vous m'indiquer la différence de coût pour produire un mégawatt d'électricité, un kilowatt est peut-être une meilleure mesure, dans ces trois systèmes différents? Pouvez-vous par la suite exposer en parallèle l'empreinte carbone de chacun?

M. Brian Vaasjo: En ce qui a trait au charbon, la mesure la plus adéquate en ce moment est le coût variable pour produire un mégawatt d'électricité et il s'élève à environ 15 \$, ce qui est très bon marché.

Pour ce qui est du gaz naturel et en tenant compte d'une centrale au gaz assez efficiente, le coût s'élève alors à environ 45 \$ le mégawatt.

Le coût de l'éolien dépend en grande partie du site où la ressource est exploitée. En général, le coût d'une ressource éolienne convenable se situe à environ 40 \$ le mégawattheure. Ailleurs, ce coût peut varier de 60 \$ à 65 \$ ou jusqu'à 70 \$. Au cours des dernières années, le matériel utilisé dans la fabrication des éoliennes s'est beaucoup amélioré. D'importants progrès ont été réalisés en matière d'efficacité et de coût des matériaux, notamment le prix de l'acier et d'autres composantes, mais également en lien avec la capacité des matériaux à capter le vent. Les connaissances scientifiques qui les sous-tendent ont aussi énormément évolué.

• (1610)

M. Ted Falk: D'accord.

Un mégawatt produit à partir de charbon coûte effectivement beaucoup moins cher.

M. Brian Vaasjo: Oui.

M. Ted Falk: Selon le mandat actuel, cette production doit être éliminée progressivement d'ici 2030.

M. Brian Vaasjo: C'est exact.

M. Ted Falk: Il y a six ans, je pense que vous avez déclaré qu'il y avait des réserves de charbon dans le sol pour 800 ans.

M. Brian Vaasjo: Nous avons ici en Alberta une énorme quantité de ressources en charbon qui éclipse tous les autres hydrocarbures.

M. Ted Falk: D'accord.

Vous avez également indiqué qu'il y a un coût à abandonner ou à perdre des investissements ou des actifs.

M. Brian Vaasjo: Je tiens à préciser qu'en Alberta les ententes que nos organisations ont conclues avec le gouvernement albertain stipulent qu'après 2030, il n'y aura plus d'émissions de carbone provenant des centrales au charbon. Nous pouvons les recycler. Nous pouvons les convertir au gaz naturel. Nous pouvons construire une nouvelle centrale sur le site. Nous pouvons faire un certain nombre de choses.

Nous avons collaboré avec le gouvernement albertain et avons conclu une entente à la fin de l'année dernière. Dans l'ensemble, le gouvernement verse aux trois entreprises environ 1,3 milliard de dollars sur une période de 14 ans pour compenser la perte des actifs, si je puis dire.

M. Ted Falk: Pensez-vous que des interconnexions supplémentaires contribueront à vendre de l'énergie à bon prix?

M. Brian Vaasjo: Hors contexte, c'est une question très difficile à répondre.

Concernant les interconnexions, je dirais par exemple que la Colombie-Britannique est dans une position pour connaître un léger surplus, particulièrement si la construction du Site C va de l'avant.

La Saskatchewan est assez bien approvisionnée et a pris des mesures pour maintenir son profil d'approvisionnement. L'Alberta se trouve en ce moment dans une situation de surcapacité. Sans doute aujourd'hui, une importante interconnexion dans un secteur dont les prix sont faibles en général pourrait bien avoir une incidence positive, mais je ne vois pas vraiment cela dans les marchés aujourd'hui.

Nous pouvons transporter l'énergie de l'Alberta vers le Minnesota et même jusqu'en Californie. Les prix de l'énergie sont toutefois faibles dans toute l'Amérique du Nord maintenant. Ce n'est vraiment pas... Notre énergie est peu coûteuse, mais c'est le cas ailleurs aussi.

Le président: Je dois vous interrompre maintenant.

M. Ted Falk: Merci.

Le président: Vous avez la parole, monsieur Cannings.

M. Richard Cannings (Okanagan-Sud—Kootenay-Ouest, NPD): Merci.

Je vous remercie de votre présence aujourd'hui.

Monsieur Stensby, j'ai une question d'ordre technique. Nous avons déjà parlé du sujet et ce n'était pas clair... peut-être parce que je n'ai pas posé la question correctement. Vous avez parlé de deux de vos nouvelles lignes de transport en construction. Je pense que vous avez dit que celle de l'est était une ligne en courant continu.

M. Wayne Stensby: Oui, c'est exact.

M. Richard Cannings: Pouvez-vous me dire, et l'expliquer à nous tous ici, pourquoi vous auriez certaines lignes en courant alternatif et certaines lignes en courant continu. Je suppose que la ligne en courant continu est préférable sur les longues distances. Qu'est-ce que cela signifie lors de la connexion des deux lignes? Quels types de problèmes techniques devez-vous surmonter?

M. Wayne Stensby: Je vais essayer de répondre. La vaste majorité des systèmes de transport et de distribution dans le monde aujourd'hui utilisent le courant alternatif. Sans faire une leçon d'histoire, je dirais que ce choix s'explique en partie dans le fait qu'il permet d'utiliser des transformateurs qui modifient la tension de façon relativement efficace, efficiente et moins coûteuse. Les concepteurs de réseaux de transport tentent notamment d'utiliser la tension la plus élevée possible, de réduire le courant et ainsi de réduire les pertes. Il s'agit de la façon la plus performante d'acheminer de grands volumes d'électricité.

Il y a d'importantes pertes d'énergie sur les très longues distances. Le Québec a dû faire face à ce problème avec ses premiers projets à la baie James, de même que Manitoba Hydro. C'est pourquoi le système par courant continu a traditionnellement été réservé à ces très longs et importants projets de transport. Le courant alternatif est converti en courant continu dans une station de conversion, puis transmis sur les lignes de transport et enfin reconverti à l'autre extrémité en courant alternatif.

Par le passé, ces stations de conversion étaient très coûteuses. Elles fonctionnent essentiellement grâce à l'électronique. Pour la même raison que votre téléphone... Je ne sais pas si c'est moins cher, mais votre téléviseur est moins dispendieux qu'auparavant. Les stations de conversion sont devenues plus économiques que par le passé. De la même manière, la technologie nous permet maintenant d'assurer la conversion en courant continu de façon relativement efficace et à moindre coût.

Le système de ligne en courant continu a l'avantage d'être muni d'une pédale d'accélérateur, comme dans votre automobile. Vous pouvez en réalité contrôler le débit sur la ligne de transport, alors qu'un système en courant alternatif ne permet que la circulation du courant. Il offre aux concepteurs de systèmes et aux exploitants un plus grand contrôle et plus de flexibilité. Ils peuvent en fait contrôler la direction. Ils peuvent importer de l'électricité. C'est en général considéré comme économique, mais seulement sur les distances relativement longues.

• (1615)

M. Richard Cannings: J'aimerais poser la prochaine question à M. Vaasjo, mais vous pouvez vous joindre à nous, monsieur Stensby.

Je voudrais revenir un peu sur l'idée des répercussions inattendues. J'ai l'impression que l'une des raisons pour lesquelles nous examinons ces interconnexions, c'est qu'elles serviront à faciliter l'intégration au réseau des sources d'énergie renouvelables et diversifiées. Du moins, c'est ce que je comprends. Corrigez-moi, je vous prie, si j'ai tort.

Quand je discute avec des groupes, dans le domaine de l'éolien par exemple, on me dit de faire attention à ce que nous souhaitons parce qu'il pourrait y avoir des répercussions inattendues qui pourraient compliquer les choses pour les énergies renouvelables. Je pense que vous l'avez mentionné tous les deux. Pourriez-vous donner un peu plus de précisions sur les raisons pour lesquelles nous devrions être vigilants et les conditions que nous devrions prendre en compte avant d'aller de l'avant avec un tel projet.

M. Brian Vaasjo: Pour ce qui est des principes et d'un point de vue général uniquement, je pense que toutes les solutions concernant le panier d'énergies laissent vraisemblablement entendre que nous avons besoin d'une certaine diversité. Vous ne pouvez pas être tout à l'hydroélectricité ou tout au nucléaire. Le meilleur choix consiste à maintenir une certaine diversité.

Chaque région au Canada possède sa propre base de ressources. Depuis toujours, l'Alberta est richement dotée en hydrocarbures. De toute évidence, la Colombie-Britannique et un certain nombre d'autres provinces ont d'importantes ressources hydroélectriques et elles les ont développées en conséquence.

Selon le positionnement et les communications du gouvernement canadien, l'examen des solutions possibles et du développement à plus long terme indique que l'hydroélectricité occupe une place importante dans l'avenir énergétique canadien. La plupart des études donnent à penser que la capacité de production hydroélectrique au Canada doit doubler. Je pense que nous sommes d'accord sur ce point. C'est certainement une ressource renouvelable qui est, jusqu'à un certain point, facilement disponible.

Cette ressource, jumelée aux interconnexions, ne peut être la seule réponse. En Alberta, par exemple, le sud de la province dispose de la meilleure ressource solaire au Canada. Ses ressources éoliennes sont considérables. Un grand nombre de sources d'énergie renouvelable, d'énergies vertes, autres que l'hydroélectricité, sont disponibles. Il y a en Alberta également un grand potentiel hydroélectrique.

Chaque région a ses propres caractéristiques, et dans chacune, la solution sera vraisemblablement différente. Les interconnexions peuvent bien en faire partie. Je suis tout à fait d'accord avec le fait que les connexions avec le nord du Canada ont assurément des avantages énormes. L'interconnexion entre l'Alberta et la Colombie-Britannique a une faible capacité aujourd'hui, mais les améliorations devraient en doubler la capacité.

Il y a assurément beaucoup à faire en regard des interconnexions et du transport. Une décision peut entraîner une répercussion inattendue comme une trop grande dépendance sur une source particulière ou une interconnexion particulière ou autre, ce qui crée un risque important de nature différente. Cela fait partie des conséquences non souhaitées, surtout quand vous examinez le marché albertain.

L'annonce de la construction de l'interconnexion entre l'Alberta et la Colombie-Britannique et de la centrale du Site C a eu des répercussions sur notre marché. Les gens examinent la situation à long terme et se demandent comment la construction d'une infrastructure peut les inonder d'énergie hydroélectrique en provenance de la Colombie-Britannique, ce qui contribue à l'effondrement du marché.

Des conséquences indéniables y sont associées.

• (1620)

Le président: Merci, monsieur Cannings.

Monsieur Tan.

M. Geng Tan (Don Valley-Nord, Lib.): Merci, monsieur le président.

Je vais poser quelques questions techniques à nos deux témoins.

Le système de transmission à haute tension subit des pertes électriques, partiellement à cause de la façon dont l'ancien système a été conçu ou de la technologie désuète. Lundi, nous avons entendu un autre producteur d'électricité qui semblait suggérer que de telles pertes électriques n'étaient pas préoccupantes, puisqu'elles se produisent davantage à l'arrivée qu'au moment de la transmission.

Seriez-vous en accord? Pouvez-vous commenter cette suggestion?

M. Wayne Stensby: Nous dirions que les pertes dans le système de transmission ne sont pas très préoccupantes pour nous. Je pense qu'il y a de plus grandes pertes lors de la conversion de l'électricité chez les consommateurs, lorsqu'ils utilisent cette électricité, quand ils la convertissent pour une autre utilisation.

Je ne dis pas que nous ne devrions pas faire tout ce que nous pouvons. Ce que je veux dire, c'est que les pertes sont des pertes et qu'il vaut mieux tenter de nous attaquer à la question des émissions de gaz à effet de serre, du point de vue de l'efficacité, plutôt que de... Vous savez, si nous devenions tous plus efficaces, cela serait une meilleure façon de produire moins d'émissions qu'en cherchant simplement, en premier lieu, à diminuer la production de ces émissions.

Je pense que les pertes sont importantes, mais je ne pense pas que la conversation sur les interconnexions soit liée à celle sur les pertes électriques. Je pense, personnellement, qu'il s'agit un peu d'une diversion.

M. Geng Tan: Une partie du financement du Fonds pour l'infrastructure verte sert à la mise à jour de la ligne de transmission actuelle.

Une autre question concerne le courant continu par rapport au courant alternatif. Peu importe le type de technologies avancées que nous avons aujourd'hui, ce type de conversion amènera, à coup sûr, des coûts supplémentaires liés aux interconnexions. Y a-t-il d'autres coûts cachés plus importants liés aux interconnexions, dont nous devrions être au courant, qui seraient similaires ou différents sur le plan technique?

M. Wayne Stensby: Non, je ne crois pas qu'il y ait des coûts cachés énormes et je ne crois pas que la discussion concernant le courant continu et les stations de conversion soit en fait des coûts cachés. Je crois qu'ils sont assez évidents quand on fixe les prix et quand on obtient les estimations du coût en capital. Les principes fondamentaux de conception vont présenter une technologie et cette technologie fera augmenter le prix. Je pense que cela est bien compris dans l'industrie. Je ne pense pas que le coût soit une surprise dans cette étude.

M. Geng Tan: D'accord.

J'ai une autre question pour Capital Power.

Vous avez beaucoup fait allusion au gaz naturel. Quelle est la proportion de vos actifs thermiques actuels par rapport à ceux qui utilisent de l'énergie renouvelable? Avez-vous un plan ou une stratégie afin d'investir davantage dans l'énergie renouvelable?

M. Brian Vaasjo: Disons, grosso modo, que la moitié sont thermiques et l'autre moitié sont renouvelables, du point de vue des capacités. Nous diminuons l'intensité autour de nos centrales au charbon en nous tournant vers le gaz naturel, mais il s'agit encore, bien sûr, d'énergie thermique.

En ce qui concerne ce que nous faisons du point de vue des énergies renouvelables, nous avons participé à l'appel d'offres de l'Alberta pour les 400 mégawatts et il faudra voir si nous l'avons obtenu ou non. Jusqu'ici cette année, nous avons complété un parc éolien au Kansas, nous avons lancé la construction d'un autre parc

dans le Dakota du Nord et nous prévoyons en annoncer un autre d'ici la fin de l'année. Nous construisons beaucoup d'éoliennes.

• (1625)

M. Geng Tan: D'accord.

Ma dernière question est pour les deux témoins.

Cette année, vous avez tous les deux produit de l'électricité dans les mêmes provinces. Disons qu'une nouvelle interconnexion majeure venait à traverser une zone géographique importante présentant des intérêts communs, pourriez-vous prévoir travailler ensemble, selon une sorte de partenariat, afin d'être plus efficaces ou pour réduire les coûts, puisque vous êtes tous les deux reliés à la même interconnexion?

M. Wayne Stensby: Oui.

M. Brian Vaasjo: Bien sûr.

Le marché de l'Alberta est extrêmement concurrentiel, mais vous constaterez également que l'industrie travaille très bien ensemble afin de trouver des réponses à des questions importantes. Je dirais que si une interconnexion est bien conçue et tout à fait logique, alors nous pourrions certainement trouver une façon de travailler ensemble à l'intérieur de la structure du marché. Encore une fois, une grande part de cela est menée par le gouvernement de l'Alberta, afin de veiller à ce que cela se produise.

Vous aviez demandé s'il y a un coût. Une des choses dont on ne parle que très rarement, du point de vue de l'interconnexion, est la provenance de l'électricité et son coût. Je pense que c'est une chose qui manque beaucoup à la conversation.

Si on prend le site C, simplement parce que c'est un exemple très réel, il s'agit d'une installation de 1 100 mégawatts qui a un facteur de capacité de 70 %. Cela équivaut à une grosse usine de production de gaz naturel. Construire une interconnexion visant à exporter de l'énergie vers l'Alberta, en plus du fait d'avoir une interconnexion, n'a pas beaucoup de sens sur le plan économique. Mon collègue pourrait probablement réaliser un projet moins coûteux en Alberta, avec de l'hydroélectricité et d'autres énergies renouvelables.

Quoi qu'il en soit, quand on pense à une interconnexion, on pense au coût de production réel, comme c'était le cas en ce qui concerne le débat sur les pipelines. Quelles sont les incidences en amont et en aval?

Le président: Merci.

Si vous pensez pouvoir poser une question et obtenir une réponse en moins d'une minute, je vais vous le permettre.

M. Kelly McCauley (Edmonton-Ouest, PCC): J'en ai une pour les gens de l'Alberta. Je travaillais autrefois juste à côté d'ATCO. Pour être entièrement transparent, je pense que mon alimentation en gaz provient d'ATCO Gas.

Messieurs, vous avez fait allusion à la confiance des investisseurs. Nous sommes obligés de fermer des centrales au charbon de façon prématurée. ATCO et Capital Power changent-ils leurs plans d'investissement en Alberta, ou au Canada, en raison de la confiance future des investisseurs que les règles pourraient à nouveau faire changer, ou est-ce comme d'habitude en matière d'investissements?

De plus, si nous fermons les centrales au charbon, qu'allons-nous faire pour remplacer cette capacité? Est-ce que tout sera remplacé par le gaz naturel?

M. Wayne Stensby: Est-ce que tout est comme d'habitude en Alberta? Peut-être que c'est la nouvelle réalité en Alberta.

M. Kelly McCauley: J'ai entendu dire que les investissements d'ATCO sont tournés vers le Texas plutôt que l'Alberta en ce qui concerne la production d'électricité.

M. Wayne Stensby: Je pense que c'est très difficile en Alberta. Nous vivons à une époque très dynamique et il y a beaucoup d'incertitudes. Je ne parlerai pas pour Brian, mais je pense qu'il est du même avis que moi en ce qui concerne le fait que plusieurs questions demeurent sans réponse, alors que nous passons à travers des transitions et entrons dans un marché de capacités. D'ici à ce que nous obtenions des réponses à ces questions, je ne pense pas que l'un ou l'autre d'entre nous sortira sa carte de crédit.

M. Kelly McCauley: La raison pour laquelle j'ai posé cette question est que les implications sont vastes. Nous avons discuté des conséquences imprévues. Quand nous forçons ces changements, quand ils ne sont pas planifiés, il y a des emplois qui sont perdus, des gens qui sont affectés, des contribuables qui paieront 1,3 milliard pour ces changements, des investissements perdus, et peut-être même des pénuries énergétiques, si nous n'investissons pas dans le gaz naturel, ce qui est le cas de certaines compagnies en Alberta selon ce que je peux comprendre.

Le président: Je vais devoir vous arrêter là. Le temps est vraiment écoulé.

Messieurs, merci beaucoup à vous deux d'être avec nous aujourd'hui. Votre témoignage fut très utile.

Nous allons suspendre la séance pendant une minute, puis nous débiterons la deuxième heure.

• (1630) _____ (Pause) _____

• (1630)

Le président: Mesdames et messieurs, nous allons entamer la deuxième heure. Nous allons devoir nous arrêter à 17 h 15 pour nous occuper de certains travaux du Comité, il nous faudra avancer de façon assez efficace.

Monsieur Fox et madame Milutinovic, merci à vous deux d'être venus. Nous vous sommes reconnaissants d'être ici aujourd'hui.

Nous allons vous donner la parole pour un maximum de 10 minutes, que vous devrez vous séparer. Je ne sais pas comment vous allez procéder au cours de votre présentation. Nous pourrions ensuite passer aux questions des personnes autour de la table. Il y a des oreillettes, au cas où vous auriez besoin de l'interprétation. À part cela, ce sera très simple.

La parole est à vous.

M. Jim Fox (vice-président, Intégration de l'information sur l'énergie et de l'analyse, Office national de l'énergie): Merci.

Bonjour, monsieur le président et bonjour aux membres du Comité. Mme Milutinovic et moi sommes reconnaissants d'avoir l'opportunité de vous rencontrer aujourd'hui.

J'aimerais commencer par préciser au Comité le mandat de l'Office national de l'énergie en ce qui concerne l'électricité. La production d'énergie électrique au Canada et la majeure partie des infrastructures et des échanges commerciaux sont du ressort des gouvernements provinciaux, sur le plan constitutionnel, alors le mandat de l'ONE en ce qui concerne l'électricité est très limité. Notre mandat comprend deux grandes catégories: une fonction décisionnelle et une fonction d'information en matière d'énergie. Nous croyons que les deux sont pertinents pour votre étude d'aujourd'hui.

Il y a deux aspects séparés à la fonction décisionnelle. Le premier concerne les lignes de transport d'électricité. Une compagnie souhaitant construire ou opérer une ligne internationale de transport d'électricité, ou LIT, peut présenter une demande à l'ONE afin d'obtenir un permis ou un certificat. L'Office sollicite toujours les commentaires du public au sujet d'une demande pour une LIT. À la suite de la demande de permis, l'Office écoute les préoccupations des intervenants, mais une fois les préoccupations entendues il a l'obligation d'émettre un permis en vertu de la Loi sur l'ONE, bien que l'Office puisse joindre des conditions au permis. Une fois le permis obtenu, la LIT est assujettie à la réglementation de la province dans laquelle elle se situe, si un organisme de réglementation de l'énergie existe dans cette province. Si l'Office venait à recevoir des commentaires préoccupants à la suite de la demande de permis, il pourrait recommander que la LIT soit inscrite au processus de délivrance d'un certificat par le gouverneur en conseil.

Une compagnie peut également solliciter un certificat directement. En vertu du processus de délivrance des certificats, l'Office peut tenir une audience et approuver ou refuser une demande de LIT à partir des témoignages recueillis. L'approbation ultime en vertu du processus de délivrance d'un certificat revient au gouverneur en conseil.

L'ONE n'a pas de pouvoir absolu concernant la réglementation des lignes de transport d'électricité qui traversent les frontières provinciales et territoriales. Ceci dit, le gouverneur en conseil a le pouvoir de déterminer qu'une ligne interprovinciale soit soumise à l'autorité réglementaire de l'ONE. Actuellement, l'ONE ne réglemente pas les lignes de transport d'électricité qui circulent uniquement entre les provinces.

Le deuxième aspect de notre processus décisionnel concerne les échanges commerciaux. Exporter de l'électricité aux États-Unis nécessite un permis ou une licence de l'Office national de l'énergie. L'actuel processus par défaut est le processus d'obtention d'un permis qui débute par une période permettant de recueillir des commentaires du public, période lors de laquelle l'Office considère des facteurs comme les répercussions de l'exportation sur les provinces adjacentes et l'accès équitable au marché pour tous les Canadiens. Si l'Office a des inquiétudes, il peut recommander que la demande passe par un processus de délivrance d'une licence, ce qui nécessite une audience. Si le processus de délivrance d'un permis l'emporte, l'ONE va émettre un permis. En vertu du processus de délivrance d'une licence, l'Office peut approuver ou refuser la demande à la suite de l'audience. Les approbations sont également sujettes à l'approbation du gouverneur en conseil.

Puisque le processus de délivrance d'un permis a été introduit au début des années 1990, toutes les autorisations d'exportation ont été assujetties à des permis plutôt qu'à des licences. À l'aide à la fois des permis et des licences, l'Office a le pouvoir de joindre des modalités et des conditions. Par exemple, l'Office exige que les compagnies soumettent des rapports mensuels détaillant leurs volumes d'échanges. La Loi sur l'ONE permet d'émettre des permis d'exportation d'électricité pouvant être valides jusqu'à 30 ans.

L'ONE n'a pas le mandat de régulariser les importations d'électricité, ni de réglementer les échanges d'électricité entre les provinces.

Au-delà de sa fonction décisionnelle, l'ONE contribue à la conversation nationale sur l'énergie en fournissant des informations neutres, indépendantes et factuelles aux Canadiens. Les programmes d'information de l'ONE comprennent la collecte, l'analyse et la publication d'informations portant sur les marchés de l'énergie, dont l'électricité. Nous publions régulièrement des rapports d'information sur l'énergie, allant de brèves capsules ciblées portant sur les marchés de l'énergie à des rapports exhaustifs de plus grande envergure. Ces produits augmentent la transparence du marché énergétique canadien, améliorent les connaissances en matière d'énergie, en plus d'informer les décideurs canadiens.

Nous allons bientôt publier la plus récente édition de notre série sur l'avenir énergétique intitulée « Avenir énergétique du Canada en 2017: Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040 » ou simplement « Avenir énergétique en 2017 ». Nos rapports sur l'avenir énergétique sont les seules perspectives énergétiques à long terme du Canada, accessibles au public, à couvrir chaque produit énergétique dans toutes les provinces et tous les territoires. Il est intéressant de signaler que le rapport de la semaine prochaine sera publié 50 ans après la toute première publication de ce même rapport en 1967.

« Avenir énergétique en 2017 » examinera comment l'avenir énergétique pourrait se dérouler, à long terme, pour les Canadiens en considérant trois cas: un scénario de référence basé sur les perspectives économiques actuelles; une vision modérée des coûts énergétiques; et les politiques en matière de climat et d'énergie qui ont été annoncées au moment où l'analyse a été effectuée.

• (1635)

Un des scénarios qui comportent un prix du carbone plus élevé considère les incidences d'une tarification du carbone plus élevée que dans le scénario de référence. Notre scénario de technologie considère les incidences d'une adoption plus grande des technologies émergentes sélectionnées qui, elles, ont une incidence sur la production d'électricité et sa consommation.

Ces technologies comprennent une production moins coûteuse d'énergie solaire et éolienne, des batteries de stockage à l'échelle du réseau, des véhicules électriques dans le secteur du transport de passagers, une technologie combinant la vapeur et un solvant pour le secteur des sables bitumineux, le chauffage électrique des espaces et de l'eau dans les secteurs résidentiels et commerciaux, et la technologie de captage et de stockage du carbone pour la production d'électricité à partir de charbon.

J'aimerais souligner quelques statistiques clés en ce qui concerne les énergies renouvelables au Canada. Le Canada possède une grande richesse en matière de production d'électricité. Cinquante-cinq pour cent des capacités du Canada et 58 % de notre production proviennent de l'hydroélectricité. Les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité comptent pour 12 % de notre capacité et 7 % de notre production, alors que le charbon, le nucléaire, le gaz naturel et le pétrole comptent pour le reste.

Nous avons fourni au greffier quelques diapositives sur la capacité et les projections de production d'énergie renouvelable autre qu'hydroélectrique, ainsi que la demande des Canadiens pour une utilisation finale selon les trois scénarios de notre prochain rapport. Je viens un peu de vous révéler le contenu du rapport sur l'avenir énergétique, aussi intéressant qu'il puisse l'être.

La production d'électricité varie grandement d'une province à l'autre. Par exemple, l'hydroélectricité compte pour 95 % de la production d'électricité au Québec, au Manitoba, à Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi qu'au Yukon et compte pour 87 % en Colombie-

Britannique. À l'inverse, l'électricité générée par le Nunavut ne provient pratiquement pas de l'hydroélectricité. Au lieu de cela, le Nunavut compte beaucoup sur des génératrices alimentées au diésel. La production d'électricité nucléaire, pour 15 %, est la deuxième plus importante source de production au Canada. Cependant, elle est concentrée dans deux provinces, soit l'Ontario et le Nouveau-Brunswick.

Au cours des 10 dernières années, la tendance était d'accroître la capacité de production pour des énergies renouvelables comme l'énergie éolienne, l'énergie solaire et l'énergie de biomasse. La part nationale des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques est presque cinq fois supérieure à ce qu'elle était en 2005. En effet, selon nos projections, il est prévu que la part de la capacité de production des énergies renouvelables augmente encore davantage à l'avenir: la capacité éolienne va plus que doubler et la capacité solaire va plus que tripler en 2040, selon notre plus récent scénario de référence.

En conclusion, l'Office est prêt à examiner toutes les demandes relatives à l'électricité qui lui seront présentées et nous allons continuer à fournir des informations factuelles en matière d'énergie afin d'éclairer le débat sur l'énergie au Canada.

Sur ce, je remercie de nouveau le Comité et nous sommes ouverts à vos questions.

• (1640)

Le président: Merci beaucoup, monsieur Fox.

Mme Shelley Milutinovic (économiste en chef, Office national de l'énergie): J'apporterai peut-être seulement une clarification. L'hydroélectricité compte pour 95 % ou plus dans ces provinces, parce que certaines atteignent 98 ou 99 %.

Le président: Merci.

Monsieur Lemieux.

[Français]

M. Denis Lemieux (Chicoutimi—Le Fjord, Lib.): Merci, monsieur le président.

Je remercie les témoins.

Comme vous le savez, notre gouvernement a instauré une tarification sur le carbone qui va atteindre 50 \$ la tonne en 2022. Je viens du Québec, où l'on produit beaucoup d'hydroélectricité et où l'on a commencé à produire de l'électricité éolienne.

Quand on compare les coûts de production de ces énergies à ceux d'une production comme celle d'une centrale au charbon ailleurs au Canada, on est certainement porté à croire que les coûts de production sont plus bas dans les centrales au charbon. Toutefois, si on tient compte de la tarification sur le carbone, pourrait-on croire que les coûts de production d'une centrale au charbon seraient semblables à ceux du secteur éolien ou de l'hydroélectricité au Québec?

[Traduction]

M. Jim Fox: Je peux commencer à répondre à la question et ensuite je céderai la parole à notre économiste en chef.

Mme Shelley Milutinovic: Je ne l'ai pas entendue.

M. Jim Fox: Vous ne l'avez pas entendue. Vous pourrez peut-être comprendre l'essentiel en m'écoutant.

Évidemment, l'augmentation du prix du carbone fera augmenter les coûts de production d'électricité à partir du charbon. Pour ce qui est de savoir si son coût de production sera équivalent ou non à celui de l'hydroélectricité, ou encore supérieur, il s'agit d'une question plus technique et je ne sais pas si nous avons déjà évalué cela.

Mme Shelley Milutinovic: Je n'ai pas entendu la question, mais je pense que d'ici 2030 il n'y aura presque plus d'électricité produite à partir du charbon au Canada. C'est principalement parce que des provinces ont mentionné qu'elles vont délaissier le charbon. Le coût n'est même pas l'élément clé. L'élément clé est la politique voulant que nous allons délaissier le charbon d'ici 2030. J'espère que cela répond à votre question.

[Français]

M. Denis Lemieux: Pourrait-on en dire autant des centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel?

[Traduction]

M. Jim Fox: Nous demandez-vous si nous allons éventuellement abandonner les centrales au gaz naturel? Est-ce la question? À cause du prix du carbone?

[Français]

M. Denis Lemieux: Oui.

[Traduction]

Mme Shelley Milutinovic: Nous avons préparé deux scénarios. Un des scénarios fait augmenter le prix du carbone à 50 \$ au Canada en 2022, comme pour le cadre pancanadien. L'autre maintient une augmentation à raison de 5 \$ par an après cela. Dans ces deux scénarios, nous augmentons la consommation de gaz naturel pour produire de l'électricité, parce qu'il produit moins d'émissions de gaz à effet de serre que les autres. De plus, il y a d'autres avantages. On peut l'utiliser rapidement et cela est relativement peu coûteux. C'est une bonne source de remplacement pour l'énergie renouvelable et ainsi de suite.

• (1645)

[Français]

M. Denis Lemieux: Je me pose une autre grande question.

Au cours des huit dernières années, le prix de l'électricité a baissé d'environ 40 % dans les marchés d'exportation. Maintenant, nous réfléchissons à la façon de produire de l'électricité plus verte et de développer de nouvelles interconnexions, tout cela dans un environnement de croissance de la consommation d'électricité.

Avez-vous réfléchi à la façon dont on va financer ces nouveaux projets de production d'électricité et ces nouvelles interconnexions dans un marché de l'hydroélectricité qui est si bas?

[Traduction]

Mme Shelley Milutinovic: La plupart des exportations d'électricité du Canada proviennent de provinces où l'hydroélectricité domine: la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario et surtout le Québec. Nous exportons surtout de l'hydroélectricité.

[Français]

M. Denis Lemieux: On veut développer des interconnexions pour les énergies vertes alors que la construction des nouvelles lignes électriques est de compétence provinciale. Or chacune des provinces a sa propre vision et sa propre philosophie.

Avez-vous des suggestions à faire au gouvernement fédéral? Compte tenu de toutes ces visions, quelle orientation pourrait-il donner pour améliorer les interconnexions entre les provinces canadiennes, afin que davantage d'électricité à faible teneur en carbone soit échangée un peu partout au Canada?

[Traduction]

Mme Shelley Milutinovic: Cela ne correspond vraiment pas au rôle de l'ONE. Ce n'est pas une chose sur laquelle je pourrais commenter.

Le président: Il reste deux minutes, si quelqu'un veut les utiliser.

M. Geng Tan: J'ai préparé une question pour l'ONE. Je ne connais cependant pas la longueur de cette question.

Je constate que l'essentiel du rôle de l'ONE concerne l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel. Cependant, une part de la raison d'être de l'ONE est de promouvoir « dans l'intérêt public... l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques ». Aussi, la principale responsabilité de l'ONE comprend la réglementation de la construction et de l'exploitation de « lignes de transport d'électricité interprovinciales désignées ». Même si l'ONE a des pouvoirs en matière de lignes de transport d'électricité interprovinciales désignées, des pouvoirs octroyés par le gouvernement fédéral, de telles lignes n'ont jamais été désignées, laissant la réglementation des interconnexions existantes aux organismes de réglementation provinciaux.

Pourquoi donc? Qu'est-il arrivé? Pouvez-vous nous faire part de votre avis à ce sujet?

M. Jim Fox: Je peux vous faire part de quelques commentaires à ce sujet.

Lors de sa création, en 1959, l'Office national de l'énergie était responsable des pipelines. En 1990, une modification à la loi le régissant nous a conféré la responsabilité des lignes interprovinciales et internationales de transport d'électricité.

Depuis, personne n'a choisi — à ma connaissance, du moins — de demander au gouverneur en conseil de procéder à la désignation d'une ligne interprovinciale de transport d'électricité. Pour ce faire, il faudrait que l'une des parties dise au gouverneur en conseil, « nous aimerions que notre ligne de transport d'électricité, ou une ligne proposée, soit désignée en tant que ligne interprovinciale de transport d'électricité réglementée par l'ONE. » Personne ne l'a fait.

Le président: Merci.

Monsieur McCauley, êtes-vous le prochain sur la liste?

M. Kelly McCauley: Merci beaucoup.

Merci de vous être joint à nous aujourd'hui.

Plus tôt, les représentants de l'ATCO et de Capital Power ont affirmé que la Colombie-Britannique, l'Alberta et le Québec ont des surplus d'énergie. Nous ne tenons même pas compte de Muskrat Falls, en Nouvelle-Écosse, ce fiasco où les deux tiers de l'électricité produite sont pratiquement donnés.

Alors que toutes ces provinces semblent générer des surplus, quelle valeur y a-t-il à envisager le transport de l'énergie de l'est vers l'ouest? N'oublions pas que le Site C pourrait être activé dans 10 ou 20 ans et que Muskrat Falls finira par atteindre sa pleine capacité.

• (1650)

M. Jim Fox: En ce qui nous concerne, je crois que notre rôle est d'agir en réaction aux demandes qui nous sont soumises. Nous ne sommes pas là pour remettre en question les politiques des gouvernements provinciaux qui les amènent à produire plus d'électricité qu'ils n'en ont besoin.

M. Kelly McCauley: Vous bousillez ma question, n'est-ce pas?

M. Jim Fox: Désolé.

M. Kelly McCauley: Madame Milutinovic, nous parlions du Site C et, bien entendu, Churchill Falls s'est montré le bout du nez. Jadis, nous vivions tous deux à Terre-Neuve, où l'on en parle constamment, évidemment.

Vous êtes économiste. Supposons que le Site C était mis en fonction dans 10 ou 20 ans, ou lorsque la politique le permettra. Si nous devons fournir un contrat à long terme à l'Alberta afin d'éviter ces conflits interprovinciaux, quelle serait la durée de ce contrat? Je crois que le conflit à Terre-Neuve dure depuis 20 ou 30 ans. Quelle devrait être la durée du contrat si nous recherchons la stabilité et la fiabilité?

Mme Shelley Milutinovic: Je ne crois pas être en mesure de vous éclairer davantage sur ce sujet.

M. Kelly McCauley: D'accord.

Vous n'êtes peut-être pas la meilleure personne pour me répondre, mais est-ce que vous vous inquiétez un tant soit peu de l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon en Alberta et en Saskatchewan, de la capacité future du réseau et la réduction du nombre de pannes, si nous ne sommes pas prêts à passer au gaz naturel ou si la saveur politique du jour décide d'arrêter aussi la production de gaz naturel?

M. Jim Fox: Non, en ce qui concerne l'Office national de l'énergie, je ne crois pas que nous le soyons. Nous croyons qu'à l'heure actuelle, le marché albertain est compétitif et qu'il saura ajuster ses prix aux demandes du gouvernement. Le Canada a des réserves abondantes de gaz naturel et plusieurs façons de le livrer aux différents marchés.

M. Kelly McCauley: En ce qui a trait au va-et-vient d'électricité entre le Canada et les États-Unis — nous leur envoyons et ils nous l'envoient — je me demande tout simplement à quel point vous étudiez les émissions en amont générées lors de la production d'énergie aux États-Unis. Souvenons-nous qu'aux États-Unis, le charbon est utilisé pour produire les deux tiers de l'électricité, ce qui génère beaucoup plus d'émissions.

M. Jim Fox: Nous n'avons pas réalisé d'études à ce sujet. Je vais répéter ce que j'ai dit plus tôt. Nous ne réglementons pas les importations d'énergie au Canada, donc nous ne les étudions pas de la même façon que nous le faisons pour les exportations.

M. Kelly McCauley: Peut-être que je m'éloigne un peu du sujet, mais ne diriez-vous pas qu'il est un peu étrange, ou même hypocrite, que nous ne tenions pas compte des émissions en amont générées par les centrales au charbon américaines lorsque nous importons de l'électricité, alors qu'on le fait pour les émissions en amont et en aval générées par le pétrole de l'Alberta et par nos pipelines?

Mme Shelley Milutinovic: Ce serait tout à fait hors du mandat de l'Office de le faire dans le contexte de l'électricité.

M. Kelly McCauley: Vous ne trouvez pas que c'est étrange?

Mme Shelley Milutinovic: Ce n'est pas à nous de le faire.

Des voix: Oh, oh!

M. Kelly McCauley: D'accord, j'essaie.

Je cède la parole à M. Falk.

M. Ted Falk: Merci, monsieur McCauley. Vos questions étaient excellentes.

Selon votre mandat, êtes-vous responsable des tracés des lignes de transport d'électricité?

M. Jim Fox: Pour les lignes de transport relevant de nos compétences, oui, ce l'est.

Mme Shelley Milutinovic: En vertu d'un processus de certification....

M. Ted Falk: Quels processus permettraient de le faire? Donnez-moi un exemple. Je vais vous en donner un. Le projet proposé de ligne de transport d'électricité entre le Manitoba et le Minnesota relève-t-il de votre compétence?

Mme Shelley Milutinovic: Oui. Nous en sommes au processus d'octroi du permis, donc l'audience sur le tracé détaillé serait assujettie à la réglementation provinciale.

M. Ted Falk: Vous n'auriez aucune autorité là-dessus? Aucune contribution à apporter?

Mme Shelley Milutinovic: En ce qui a trait au tracé détaillé, non. L'Office a récemment approuvé la ligne de transport d'électricité du lac Érié. C'était un certificat, donc dans ce cas, l'Office avait son mot à dire sur le tracé détaillé.

M. Ted Falk: Vous avez aussi mentionné qu'aucune ligne interprovinciale de transport d'électricité ne relève de l'ONE.

M. Jim Fox: Exact.

M. Ted Falk: Pourquoi? Est-ce que les sociétés d'énergie ont peur de vos pratiques réglementaires?

Mme Shelley Milutinovic: Le gouverneur en conseil n'a jamais essayé de dire à l'Office de réglementer une ligne interprovinciale.

M. Ted Falk: Pourquoi est-ce ainsi, selon vous?

Une voix: [Note de la rédaction: inaudible]

Mme Shelley Milutinovic: Exact... demandez-leur.

M. Ted Falk: Est-ce que le projet BiPole III, au Manitoba, relevait aussi de votre compétence?

• (1655)

Mme Shelley Milutinovic: Pour ce qui est de cette ligne en particulier, je ne saurais vous dire. Nous réglementons 85 lignes internationales de transport d'électricité, dont la plupart ne sont pas majeures. Je ne sais pas si la ligne dont vous parlez fait partie des 85, mais il y en a plusieurs entre le Manitoba et les États situés au sud.

M. Ted Falk: Lorsque vous étudiez un projet de ligne de transport d'électricité, est-ce que vous pensez aux incidences qu'elle aura sur le coût final du produit?

Mme Shelley Milutinovic: L'Office a un pouvoir sur les installations de lignes internationales de transport d'électricité. L'Office entend toutes les parties participant à une procédure; elles peuvent donc faire part de leurs commentaires sur n'importe quel sujet. Cependant, il faut bien comprendre que l'Office ne réglemente pas les droits et les tarifs sur ces lignes de transport d'électricité, contrairement aux pipelines.

M. Ted Falk: D'accord, mais je voulais savoir si vous teniez compte du prix que le consommateur allait payer.

Mme Shelley Milutinovic: En général, ce sujet est abordé dans le contexte des droits. Dans la plupart des cas, je ne crois pas que les parties soulèveraient cette préoccupation dans le cadre des procédures. Je ne peux affirmer hors de tout doute que ce n'est jamais arrivé, mais ordinairement, ce serait au moment de parler des installations, de l'environnement, de l'ingénierie, etc.

M. Ted Falk: Notre étude porte sur les interconnexions. Selon vous, est-ce que nous aurions intérêt à augmenter le nombre d'interconnexions provinciales?

Mme Shelley Milutinovic: Si ce n'est pas trop coûteux de le faire, ce serait certes avantageux.

Quand vient le temps d'intégrer les sources d'énergie renouvelable, il y a plusieurs façons de s'y prendre. Vous pouvez certes augmenter le nombre d'interconnexions, mais vous pouvez aussi augmenter la capacité de stockage des batteries et la flexibilité au niveau de la charge de base, ou encore gérer la demande. Les interconnexions sont effectivement l'une des façons d'aider à intégrer les sources d'énergie renouvelable.

Le président: Merci beaucoup.

Monsieur Cannings, la parole est à vous.

M. Richard Cannings: Merci beaucoup à vous deux d'être venus nous parler à nouveau.

J'aimerais commencer par quelques questions. Je ne sais pas qui pourra y répondre, mais ne vous gênez pas pour intervenir.

Lorsque vous parliez de l'électricité et des lignes de transport d'électricité destinées à l'exportation, vous avez dit que vous pourriez imposer certaines conditions à ces accords d'exportation. Vous n'étiez pas certaine de ce que vous pouviez faire. Je me demande ce qui vous inquiète à ce sujet.

Avez-vous déjà refusé...

Mme Shelley Milutinovic: Une ligne internationale de transport d'électricité...?

M. Richard Cannings: Une ligne internationale de transport d'électricité, ou ce qui pourrait...

Mme Shelley Milutinovic: L'Office a refusé le projet Sumas, une ligne internationale de transport d'électricité allant d'Abbotsford aux États-Unis. C'est le premier qui me vient en tête.

M. Richard Cannings: D'accord. Pourquoi a-t-il été refusé?

Mme Shelley Milutinovic: Si je me souviens bien, ils ont dit que le projet n'était pas assez avantageux pour les Canadiens. La qualité de l'air dans la région d'Abbotsford allait être affectée. Dans son ensemble, le projet n'en faisait pas suffisamment pour les Canadiens.

M. Richard Cannings: J'essaie de me souvenir. Je crois qu'il s'agissait d'une centrale au gaz naturel.

Mme Shelley Milutinovic: Il y avait une centrale électrique au charbon de l'autre côté de la frontière. L'électricité devait revenir au Canada, puis retourner aux États-Unis.

M. Richard Cannings: Oui, je m'en souviens vaguement.

Mme Shelley Milutinovic: C'était il y a 12 ou 13 ans.

M. Richard Cannings: Oui.

J'ai une question sur la sécurité énergétique du Canada. Serait-ce l'une des choses dont vous pourriez tenir compte lorsque nous exportons de l'électricité aux États-Unis?

Mme Shelley Milutinovic: Lorsque nous exportons de l'électricité... Encore une fois, les parties peuvent présenter tous les arguments qu'elles le désirent. Je ne me souviens pas que ce sujet ait été abordé très souvent.

M. Jim Fox: Nous tenons bel et bien compte de ce que nous appelons l'« accès équitable au marché. »

Lorsqu'une entité exporte aux États-Unis, les autres parties— si elles n'ont pas eu un accès équitable au marché pour cette électricité — peuvent se présenter devant l'Office et faire part de leurs commentaires, ou peut-être même comparaître à une audience. Ce facteur pourrait être étudié par l'Office.

Mme Shelley Milutinovic: Nous en tenons compte lors de toutes les procédures.

M. Richard Cannings: D'accord.

Je vous remercie de nous avoir donné un aperçu de votre rapport. J'apprécie toujours ces graphiques.

Je ne sais pas si c'est relié à votre étude, mais je suis curieux. En regardant les histogrammes montrant la demande pour utilisation finale, je constate que rien ne change. En fait, j'imagine que les choses changent en coulisses. Je suis convaincu qu'il y a des changements au niveau de l'électricité, dus à l'élimination progressive du charbon et l'aboutissement du gaz naturel.

Je me demande. Au départ, vous avez dit que le scénario de référence était fondé sur les régulations et les politiques en vigueur au moment où le scénario a été élaboré. À quel moment cela a-t-il été fait?

• (1700)

Mme Shelley Milutinovic: C'était il y a quatre ou cinq mois.

Dans le scénario de référence, il y a quelque chose qui ressemble de près au cadre pancanadien. Évidemment, les provinces y trouvent des options. Nous en avons donc simplifié une partie, afin que tout le monde ait le même carbone, ou au moins la même tarification de carbone, soit 10 \$, 20 \$, 30 \$, 40 \$ ou 50 \$ la tonne.

M. Richard Cannings: Lors de toutes les rencontres sur l'énergie à l'échelle mondiale auxquelles j'ai assisté ces dernières années, tout le monde disait que nous devions accroître l'électrification de notre offre énergétique. Je ne vois pas comment nous pourrions y arriver.

Est-ce que vous prédisiez que la politique gouvernementale sera un échec? Ou bien est-ce que le Canada sera tout simplement laissé pour compte par les autres pays? Ces figures ne correspondent pas à ceux que j'ai vus lors des autres rencontres.

Mme Shelley Milutinovic: Ces figures ne montrent pas de changements majeurs.

M. Richard Cannings: Je ne remarque aucun changement.

Mme Shelley Milutinovic: C'est difficile de le voir dans les figures, mais dans les technologies de pointe, par exemple, la production d'énergie éolienne est trois fois plus élevée qu'elle ne l'est actuellement, alors que la production d'énergie solaire est environ 12 fois plus élevée. Donc, il y a des variations importantes au niveau de la production d'électricité.

M. Richard Cannings: Je parle davantage des produits du pétrole et du gaz. Les véhicules, donc. C'est ce que nous utilisons dans nos véhicules, mais vous ne montrez aucun changement. On nous dit que plusieurs compagnies automobiles veulent éliminer progressivement les véhicules à essence, ou du moins la fabrication de ces véhicules, d'ici 2030. Vos graphiques ne reflètent pas cette réalité.

Mme Shelley Milutinovic: Il est difficile de remarquer ce genre de différence. Nous voyons que le pétrole passe de 41 %, je crois, à 38 %, car il risque d'y avoir de gros changements au niveau des marges de profits. Cependant, une transformation du système complet n'apparaîtra pas sur ce genre de figure avant un certain temps.

Pour les technologies de pointe, soit la dernière barre, nous avons un scénario supposant que le prix du carbone montera symboliquement à 140 \$ d'ici 2040 et que nous avons un plus grand nombre de voitures électriques. L'intégration a été quelque peu laissée de côté, tout comme certains autres sujets que Jim a mentionnés.

Encore une fois, ce n'est qu'un scénario parmi tant d'autres. Il place l'utilisation de combustibles fossiles à 13 % de moins en 2040, par rapport au scénario de base. Ces choses se produisent de manière si graduelle qu'il est difficile de remarquer des changements importants quand vous regardez un total de cette façon.

M. Richard Cannings: Je vous pose la question. Nous allons entendre parler d'un changement de rôle potentiel pour l'ONE. Est-ce le bon moment de vous demander de nous dire comment vous pensez que ce changement se produira, ou quels pouvoirs supplémentaires vous aimeriez avoir? Aimeriez-vous avoir des pouvoirs en matière de lignes provinciales de transport d'électricité? Vous avez une minute pour répondre.

M. Jim Fox: Évidemment, le processus de modernisation de l'ONE et l'évaluation environnementale sont en cours depuis quelque temps. La direction fait tout ce qu'elle peut pour l'appuyer.

Nous sommes impatients d'entendre l'annonce du gouvernement en matière de modernisation, qui devrait se faire à l'automne. Nous avons hâte à la transition. Il n'y a rien que nous aimerions avoir. Nous dépendons de la loi et nous allons faire avec ce que l'on nous donnera.

M. Richard Cannings: Je n'ai pas joué franc-jeu. Je cherchais une question à poser, mais je suis curieux.

Le président: Eh bien, vous avez utilisé les minutes qui vous restaient.

Monsieur Serré.

M. Marc Serré (Nickel Belt, Lib.): Merci, monsieur le président. Merci pour votre exposé.

Vous avez mentionné que l'ONE autorise la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité en délivrant des permis pour l'exportation d'électricité. Les lignes internationales de transport d'électricité sont-elles soumises au même processus d'évaluation environnementale que les autres installations réglementées par l'Office?

M. Jim Fox: Oui, elles le sont. Dans les règlements concernant les projets désignés de la Loi sur l'évaluation environnementale, il y a un déclencheur qui dit que la ligne de transmission d'électricité doit être de 345 kilovolts et de 75 kilomètres de nouvelle emprise avant de devenir un projet désigné en vertu de la LCEE. Cependant, même les projets non désignés feraient l'objet d'une surveillance, au même titre que tous les autres projets.

• (1705)

M. Marc Serré: Je ne comprends pas tout à fait. Vous avez parlé de l'exportation vers le sud, mais vous avez aussi dit que vous n'octroyez aucun permis ni licence pour les interconnexions provinciales.

M. Jim Fox: C'est exact.

M. Marc Serré: Qui gère cela? Les provinces elles-mêmes?

M. Jim Fox: Oui.

M. Marc Serré: Il n'y a aucune surveillance?

M. Jim Fox: Aucune surveillance nationale, non. Chaque province doit réglementer la ligne jusqu'à la frontière.

M. Marc Serré: Est-ce que les provinces se rencontrent et concluent un accord sans aucun...?

M. Jim Fox: Oui.

M. Marc Serré: D'accord. Vous avez parlé de l'aperçu, de l'étude, la première en 50 ans...

Mme Shelley Milutinovic: Non. Elle est en cours depuis 50 ans.

M. Marc Serré: En cours, oui. C'est une différence importante.

Plus tôt, vous avez affirmé que les interconnexions étaient bonnes pour les énergies renouvelables. Vous avez parlé d'une augmentation de la capacité de stockage des batteries et d'une réduction de la

dépendance au charbon. Pouvez-vous nous en dire un peu plus à ce sujet? J'aimerais que vous reveniez sur votre commentaire concernant les bienfaits des interconnexions. Abordez-vous ces trois éléments dans votre aperçu?

Mme Shelley Milutinovic: J'ai dit que les interconnexions étaient une méthode parmi tant d'autres qui pouvait être utilisée pour accroître l'intégration des énergies renouvelables. Dans l'un de nos scénarios, celui des technologies de pointe, on prévoyait qu'il y aurait plusieurs changements du côté de la production et de la consommation. Nous envisagions entre autres d'assouplir les contraintes sur l'intégration des énergies renouvelables en recourant aux interconnexions ou aux centrales de stockage. Ce scénario nous en démontre les résultats.

M. Marc Serré: Dans l'aperçu, vous êtes-vous attardé à l'infrastructure vieillissante du pays du point de vue des provinces? Avez-vous considéré certains des défis posés par le charbon et le smog ou encore certains des enjeux de sécurité énergétique? Avez-vous regardé l'un ou l'autre de ces éléments dans votre aperçu et vos études?

Mme Shelley Milutinovic: Dans nos aperçus, quand nous passons au secteur de l'électricité, nous regardons une variété de choses, comme les données de Statistique Canada, etc. Nous regardons aussi les plans des services publics et les provinces. Dans la mesure où ces éléments sont intégrés aux plans, et ils le sont, alors cela correspondrait à ce que nous intégrons à nos modèles.

M. Marc Serré: Qu'est-ce qui est pris en considération quand l'Office étudie une demande permanente d'exportations d'électricité? Qu'est-ce que vous regardez spécifiquement quand vous réfléchissez à une augmentation des exportations?

Mme Shelley Milutinovic: Nous regardons principalement deux éléments. D'abord, l'accès équitable au marché. Est-ce que les Canadiens ont eu la chance d'acheter cette électricité selon des modalités similaires? Ensuite, il y a la fiabilité des provinces. Les provinces avoisinantes sont-elles préoccupées? C'est vraiment une question de fiabilité. Voilà les deux éléments principaux que nous devons prendre en considération selon la Loi sur l'ONE.

M. Marc Serré: Dans la loi ou dans le cadre de l'une ou l'autre de vos études, avez-vous examiné la question de la sécurité énergétique et l'ALENA? Avez-vous fait des études reliées à l'ALENA?

M. Jim Fox: Pas précisément. Nous n'avons pas réalisé d'études spécifiques à l'ALENA, si vous faites référence au fait que l'ALENA pourrait être déchiré. Nous n'avons pas étudié l'impact de cette éventualité sur l'électricité.

M. Marc Serré: Avez-vous regardé si l'ALENA avait été avantageux ou s'il le sera à l'avenir? Je ne pense pas nécessairement aux négociations en cours.

Mme Shelley Milutinovic: Non, nous ne l'avons pas fait.

M. Marc Serré: Je n'ai rien à ajouter, monsieur le président.

Le président: Il nous reste deux minutes, si quelqu'un les veut.

Mme Kim Rudd (Northumberland—Peterborough-Sud, Lib.): Je les veux. C'est la deuxième fois que je parle.

• (1710)

Le président: Madame Rudd.

Mme Kim Rudd: Je sais que nous parlions de Génération Énergie. Vous étiez à Winnipeg avec nous, la semaine dernière, où il y avait plus de 700 personnes provenant de plusieurs pays, comme vous le savez. Vous avez assisté à certaines présentations.

Nous avons parlé aux Canadiens. Il y a 150 Canadiens de tous les milieux, de partout au pays, qui se sont présentés pendant deux jours pour nous parler. J'ai été frappée par la passion que ces gens démontrent envers l'avenir de nos systèmes énergétiques.

Est-ce qu'une régulatrice comme vous aurait une opinion sur ce que vous avez entendu qui pourrait avoir un impact sur votre travail? Est-ce que votre travail pourrait nous permettre d'en apprendre plus?

Mme Shelley Milutinovic: C'est une excellente question. L'une des choses qui m'a frappée — et je participais à un panel portant sur ce sujet — était la nécessité d'être mieux informé, d'avoir de meilleures données sur l'énergie. Lorsque nous faisons ces analyses, et nous en faisons régulièrement, notre équipe doit consacrer beaucoup de temps et d'efforts pour parvenir à déterminer ce qui se passe actuellement. À voir les politiques et les changements au système énergétique, si nous avons de meilleurs... Quel est l'état actuel des choses? Aussi, les informations que nous avons au Canada concernant les énergies renouvelables sont de bien piètre qualité. Nous avons eu de la difficulté à combler ces lacunes. Nous avons rédigé des rapports sur les énergies renouvelables, mais il reste encore beaucoup de travail à faire du côté des données.

Mme Kim Rudd: Merci.

Le président: Merci beaucoup.

Monsieur McCauley, à vous les honneurs. Vous avez environ deux minutes.

M. Kelly McCauley: J'en ai probablement pour deux minutes.

Vous avez mentionné plusieurs éléments, comme le passage aux véhicules électriques et la conversion à l'électricité. Vous savez, nous avons des objectifs. En Ontario, un véhicule sur dix sera un modèle Tesla ou Volt dans 10 ans, je crois. Est-ce que quelqu'un a évalué quelle sera la demande en électricité et combien d'autres barrages du Site C nous allons devoir ériger si nous atteignons nos objectifs?

Mme Shelley Milutinovic: Au niveau des technologies de pointe, nous avons intégré plus de véhicules électriques, etc. Nous avons ajouté une quantité importante d'énergie solaire et éolienne au cours de cette période. L'utilisation de gaz naturel baissera quelque peu, car nous allons ajouter beaucoup plus d'énergie renouvelable.

Tout s'équilibre. Selon nos hypothèses sur les véhicules électriques, notre capacité en énergie électrique est suffisante.

M. Kelly McCauley: Quelle est votre hypothèse? Est-ce la même que celle de l'Ontario, le chiffre magique d'un sur dix, ou est-ce beaucoup plus bas?

Si je pose cette question, c'est parce que, si votre hypothèse est d'un véhicule sur dix, ou quelque chose de similaire, je crois que nous allons devoir construire huit barrages de Site C en Colombie-Britannique pour pallier à la production électrique supplémentaire, ou les quantités importantes d'énergie éolienne, qui a des conséquences inattendues, comme les décès d'oiseaux et de chauves-souris, etc.

Je me demande quels chiffres vous utilisez.

Mme Shelley Milutinovic: Je ne les connais pas par coeur.

M. Kelly McCauley: D'accord. Nous y reviendrons plus tard, peut-être.

Ma deuxième question, c'est un peu l'envers de la médaille. Les gens d'ATCO et de Capital Power nous ont parlé des surplus d'énergie dans chaque province et de toute cette énergie verte qui vient s'ajouter. Est-ce que toutes ces conversations sur les interconnexions qui traversent le pays ne seraient pas un cafouillage dispendieux que nous devrions éviter? Il semble que chaque province dispose d'une quantité importante d'énergie excédentaire. Encore une fois, c'est avant même la mise en fonction du Site C ou de Muskrat Falls.

Mme Shelley Milutinovic: Je ne suis pas en mesure de commenter là-dessus.

Le président: Nous allons nous arrêter ici. Merci, monsieur McCauley.

Merci beaucoup à vous deux d'avoir pris le temps de vous joindre à nous aujourd'hui. Votre contribution à notre étude est très appréciée.

Nous allons suspendre la séance pendant deux minutes, après quoi nous passerons à huis clos afin de régler les affaires du comité. Je demanderais à nos invités de bien vouloir quitter la salle.

[*La séance se poursuit à huis clos.*]

Publié en conformité de l'autorité
du Président de la Chambre des communes

PERMISSION DU PRÉSIDENT

Les délibérations de la Chambre des communes et de ses comités sont mises à la disposition du public pour mieux le renseigner. La Chambre conserve néanmoins son privilège parlementaire de contrôler la publication et la diffusion des délibérations et elle possède tous les droits d'auteur sur celles-ci.

Il est permis de reproduire les délibérations de la Chambre et de ses comités, en tout ou en partie, sur n'importe quel support, pourvu que la reproduction soit exacte et qu'elle ne soit pas présentée comme version officielle. Il n'est toutefois pas permis de reproduire, de distribuer ou d'utiliser les délibérations à des fins commerciales visant la réalisation d'un profit financier. Toute reproduction ou utilisation non permise ou non formellement autorisée peut être considérée comme une violation du droit d'auteur aux termes de la *Loi sur le droit d'auteur*. Une autorisation formelle peut être obtenue sur présentation d'une demande écrite au Bureau du Président de la Chambre.

La reproduction conforme à la présente permission ne constitue pas une publication sous l'autorité de la Chambre. Le privilège absolu qui s'applique aux délibérations de la Chambre ne s'étend pas aux reproductions permises. Lorsqu'une reproduction comprend des mémoires présentés à un comité de la Chambre, il peut être nécessaire d'obtenir de leurs auteurs l'autorisation de les reproduire, conformément à la *Loi sur le droit d'auteur*.

La présente permission ne porte pas atteinte aux privilèges, pouvoirs, immunités et droits de la Chambre et de ses comités. Il est entendu que cette permission ne touche pas l'interdiction de contester ou de mettre en cause les délibérations de la Chambre devant les tribunaux ou autrement. La Chambre conserve le droit et le privilège de déclarer l'utilisateur coupable d'outrage au Parlement lorsque la reproduction ou l'utilisation n'est pas conforme à la présente permission.

Aussi disponible sur le site Web de la Chambre des communes à l'adresse suivante : <http://www.noscommunes.ca>

Published under the authority of the Speaker of
the House of Commons

SPEAKER'S PERMISSION

The proceedings of the House of Commons and its Committees are hereby made available to provide greater public access. The parliamentary privilege of the House of Commons to control the publication and broadcast of the proceedings of the House of Commons and its Committees is nonetheless reserved. All copyrights therein are also reserved.

Reproduction of the proceedings of the House of Commons and its Committees, in whole or in part and in any medium, is hereby permitted provided that the reproduction is accurate and is not presented as official. This permission does not extend to reproduction, distribution or use for commercial purpose of financial gain. Reproduction or use outside this permission or without authorization may be treated as copyright infringement in accordance with the *Copyright Act*. Authorization may be obtained on written application to the Office of the Speaker of the House of Commons.

Reproduction in accordance with this permission does not constitute publication under the authority of the House of Commons. The absolute privilege that applies to the proceedings of the House of Commons does not extend to these permitted reproductions. Where a reproduction includes briefs to a Committee of the House of Commons, authorization for reproduction may be required from the authors in accordance with the *Copyright Act*.

Nothing in this permission abrogates or derogates from the privileges, powers, immunities and rights of the House of Commons and its Committees. For greater certainty, this permission does not affect the prohibition against impeaching or questioning the proceedings of the House of Commons in courts or otherwise. The House of Commons retains the right and privilege to find users in contempt of Parliament if a reproduction or use is not in accordance with this permission.

Also available on the House of Commons website at the following address: <http://www.ourcommons.ca>