

Nouvelle législation destinée à influer sur l'avenir de l'électricité en Alberta

16 JUILLET 2018 20 MIN DE LECTURE

Expertises Connexes

- [Affaires réglementaires](#)
- [Électricité et services publics](#)

Auteurs(trice): [Danielle Chu](#), Martin Ignasiak, c.r., Martin Ignasiak, KC, Jessica Kennedy

Dans ce bulletin d'actualités

- Le 11 juin 2018, le pouvoir législatif de l'Alberta a adopté le projet de loi 13, intitulé *An Act to Secure Alberta's Electricity Future*, qui modifie plusieurs lois existantes.
- Le projet de loi 13 crée un cadre juridique permettant de passer d'un marché « exclusivement énergétique » à un système combinant marché « énergétique » et marché « de capacité » et fixe un échéancier serré pour l'établissement des règles initiales du marché de capacité, qui sont en cours d'élaboration.
- Le projet de loi apporte des changements notables sur le mode d'établissement et d'approbation des règles du système en Alberta, prévoyant en définitive une supervision plus importante par l'Alberta Utilities Commission.
- Une tentative a été faite initialement pour corriger une lacune réglementaire apparue dans le dossier *Stores Block* sur l'aliénation des actifs des sociétés de services publics, mais il reste à régler la question en raison de la suppression des dispositions à cet égard.

Le 11 juin 2018, le pouvoir législatif de l'Alberta a adopté le projet de loi 13, intitulé *An Act to Secure Alberta's Electricity Future*. Le projet de loi 13 modifie plusieurs lois existantes et institue le cadre juridique nécessaire pour l'établissement d'un marché de capacité pour la production d'électricité, ce qui marque un changement important par rapport au système de production d'électricité de l'Alberta. Ce faisant, ce projet de loi apporte des changements notables sur le mode d'établissement et d'approbation des règles du système dans la province, comme cela est expliqué plus loin dans ce bulletin d'actualités. Les possibilités de participation des intervenants au processus d'élaboration de ces règles sont décrites plus bas.

Par ailleurs, nous notons la présence, dans les versions antérieures du projet de loi, de certains changements législatifs attendus depuis longtemps et visant à régler la question actuelle du mode d'aliénation d'actifs extraordinaires dans le secteur des services publics en Alberta, question qui découle de la décision de 2006 de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Stores Block*. Cependant, les nouvelles dispositions à ce sujet n'ont pas réussi à franchir toutes les étapes du processus législatif, ainsi que cela est expliqué dans ce bulletin.

Passage d'un marché « exclusivement énergétique » à un système

combinant marché « énergétique » et « marché de capacité »

À l'heure actuelle, l'Alberta utilise un système de marché « exclusivement énergétique » selon lequel les producteurs d'électricité ne sont payés que pour l'électricité qu'ils fournissent au marché. La seule exception vise le marché des services connexes, où les sociétés peuvent être payées pour la fourniture de ressources requises pour exploiter un réseau de transport. Le projet de loi 13 crée un troisième marché, à savoir un marché de capacité, ce qui aura d'importantes répercussions sur la structure générale de marché pour les producteurs.

Le passage à un marché de capacité est motivé par le Climate Leadership Plan (plan de leadership sur le climat) de 2015 du gouvernement de l'Alberta, qui vise à accélérer l'élimination progressive des centrales à charbon et à les remplacer par des sources d'énergie électrique renouvelable. Ce passage, reposant notamment sur le programme d'énergie renouvelable de l'Alberta Electric System Operator's (AESO), risque d'avoir des répercussions importantes sur la dynamique du marché « exclusivement énergétique », conçu pour favoriser une production suffisante d'énergie au coût le plus bas, et ce, peu importe la technologie utilisée. L'AESO est d'avis que les nouvelles priorités fixées dans le cadre du plan de leadership sur le climat sont susceptibles de compromettre la capacité du marché à assurer l'approvisionnement en électricité de manière fiable et à prix raisonnable à long terme.

Sur un marché de capacité, les producteurs sont payés selon leur capacité à fournir de l'énergie dans l'avenir. En principe, plus une source d'approvisionnement est fiable, plus sera lucrative. Par conséquent, pour garantir le maintien d'un approvisionnement fiable d'électricité dans l'avenir et faciliter la réalisation des objectifs de la politique climatique du gouvernement de l'Alberta, l'AESO a recommandé la transition de l'Alberta vers un marché de capacité.^[1]

Le dernier changement important apporté au marché de l'électricité de l'Alberta (en matière de déréglementation) est le fruit d'un processus pluriannuel auquel un large éventail d'intervenants et d'experts internationaux ont apporté leur contribution et leurs compétences techniques. À l'inverse, le gouvernement albertain a présenté pour la première fois son projet de loi 13 en avril 2018 et prévoit la tenue de la première enchère de capacité en novembre 2019 et l'achèvement de la transition au plus tard en 2021.^[2] Cet accent mis sur un changement rapide est visible dans le projet de loi 13, qui fixe un échéancier serré pour l'établissement de nouvelles règles du marché et limite le droit des parties à porter plainte ou à interjeter appel contre les règles initiales, dont il est question plus loin.

Règles du marché de capacité

Les participants au marché de capacité seront assujettis à la même obligation générale que sur le marché exclusivement énergétique, c'est-à-dire qu'ils devront se conduire d'une manière appuyant le fonctionnement équitable, efficace et ouvertement concurrentiel du marché. Cependant, des règles particulières sont requises afin de déterminer clairement le mode de fonctionnement du marché et quel comportement sera récompensé ou pénalisé. Certaines de ces règles, qui sont créées par l'AESO, doivent appuyer le fonctionnement équitable, efficace et ouvertement concurrentiel du marché de capacité.

Le projet de loi 13 introduit plusieurs obligations relatives à l'élaboration de règles et modifie notamment le processus habituel de formulation de règles de l'AESO. Voici quelques obligations notables :

- Le projet de loi 13 fait obligation à l'AESO d'élaborer des règles, dès que possible, pour la

création du marché de capacité et son fonctionnement. Ces règles pourront concerner les enchères de capacité, les participants au marché de capacité et le calcul des paiements selon la capacité.[3]

- Actuellement, les règles formulées par l'AESO sont réputées approuvées à moins qu'un participant au marché ne s'y oppose.[4] Cependant, en vertu du nouveau régime législatif, l'AESO devra obtenir l'approbation de l'Alberta Utilities Commission (AUC) pour toutes les règles du marché.[5]
- Le projet de loi 13 établit un processus d'examen provisoire par l'AUC des nouvelles règles proposées par l'AESO réputées « essentielles » pour la création du marché de capacité et son fonctionnement. L'AUC doit approuver « provisoirement » ces règles de l'AESO dans les six mois après leur dépôt.
 - Une fois une règle provisoirement approuvée, elle doit subir un examen complet de l'AUC dans les 24 mois suivant son dépôt. Cela signifie que les règles provisoirement approuvées ne seront pas soumises à un examen complet avant leur mise en place et la première enchère de capacité.
 - Il reste à préciser quelle incidence les changements apportés après le processus d'examen complet ou, parallèlement, l'application des règles de l'AESO auront sur les parties participant déjà au marché de capacité. En vertu du projet de loi 13, l'AUC peut mettre en œuvre rétroactivement les changements apportés aux règles, ce qui entraîne un risque pour les participants au marché.
 - Selon le ministère de l'Énergie, le premier ensemble de règles pour le marché de capacité sera déposé auprès de l'AUC en janvier 2019.[6] Par conséquent, le processus d'examen provisoire se terminera au plus tard en juillet 2019, ce qui permettra de mettre en place les règles approuvées provisoirement avant la première enchère de capacité, prévue pour se tenir en novembre 2019. L'examen complet ne s'achèvera pas avant 2021.
 - Il ne semble pas que le projet de loi 13 envisage un scénario où l'AUC rejette certaines ou l'ensemble des règles provisoires de l'AESO ou oblige ce dernier à apporter certaines modifications ou à peaufiner son travail avant d'accorder une approbation provisoire. Ces contraintes pourraient, en effet, enclencher un processus se prolongeant au-delà de la date de la première enchère, ce qui risquerait de bousculer l'échéancier général de mise en œuvre.
 - Le processus d'examen provisoire met la barre moins haute pour l'approbation de règles de l'AESO par l'AUC, celle-ci pouvant approuver provisoirement une règle « s'il semble » qu'elle satisfait certains critères.[7] À l'inverse, dans le cadre du processus d'examen normal, l'AUC doit « être satisfaite » à l'égard du respect des critères.[8]
 - En règle générale, tout participant au marché peut porter plainte auprès de l'AUC concernant le comportement ou les règles en vigueur de l'AESO.[9] Le projet de loi 13 exclut tout dépôt de plainte auprès de l'AUC au sujet des règles approuvées provisoirement.[10]
 - Aux termes de l'article 29 de l'*Alberta Utilities Act*, toute décision ou ordonnance de l'AUC peut faire l'objet d'un appel devant la Cour d'appel de l'Alberta à propos d'une

question de droit ou de compétence. Le projet de loi 13 tente de protéger les règles approuvées provisoirement contre ce processus de révision en empêchant tout appel d'une décision rendue provisoirement par l'AUC relativement à une règle de l'AESO jusqu'à la fin du processus « d'examen normal » de deux ans.^[11]

Outre les règles du marché en cours d'élaboration par l'AESO, une réglementation concernant le marché de capacité est en voie de préparation au ministère de l'Énergie de l'Alberta. Cette réglementation est censée porter essentiellement sur :

- le règlement des différends et des plaintes avant les enchères de capacité;
- la norme en matière de suffisance des ressources;
- la répartition des coûts;
- l'exigence de fonctionnement équitable, efficace et ouvertement concurrentiel du marché.

Consultation et règles d'élaboration de règles

Malgré l'élimination par le projet de loi 13 de nombre de possibilités de contestation des règles provisoires par les intervenants, une obligation de consultation plus contraignante sera imposée à l'AESO pendant la formulation de ces règles. En vertu du projet de loi 13, l'AUC doit instaurer des règles obligeant l'AESO à consulter l'administrateur de la surveillance du marché, les participants au marché et les autres parties intéressées dans le cadre de l'élaboration des règles du marché.^[12] Conformément à cette exigence, l'AUC a proposé le projet de règle 017, intitulé *Procedures and Process for Development of ISO Rules and Filing of ISO Rules with the Alberta Utilities Commission* et destiné à satisfaire aux exigences et aux critères énoncés dans le projet de loi 13 concernant les procédures et le processus de formulation de règles par l'AESO.

Les consultations sur le projet de règle 017 sont en cours, dont la version actuelle a suscité des inquiétudes chez de nombreux intervenants. La version définitive de la règle 017 doit être rendue publique le 1^{er} août 2018.^[13] À l'heure actuelle, on ignore au juste quel processus suivra l'AUC pour l'approbation des règles de l'AESO, y compris des règles provisoires.

Possibilités de collaboration continue

L'AESO poursuivra sa collaboration avec les intervenants concernant la mise en œuvre du marché de capacité. Actuellement, la collaboration prévue comprend quatre volets :

- **Règles du marché de capacité** (du 26 juillet au 31 octobre 2018) : Rédaction des règles de l'AESO et consultation sur ces règles, qui détermineront les obligations des participants aux marchés de capacité, énergétique et des services connexes et celles de l'AESO à l'égard de ces marchés. Les règles du marché de capacité élaborées par l'AESO devraient correspondre en grande partie à la proposition finale d'organisation générale du marché.^[14] Le processus de collaboration tiendra compte de la nouvelle règle 017 de l'AUC. L'AESO prévoit l'élaboration d'environ 18 nouvelles règles, dont 16 règles sur le marché de capacité et 2 concernant la surveillance du marché énergétique, l'atténuation des risques sur ce marché, et la déclaration et la coordination de l'indisponibilité d'actifs de capacité pour répondre à la demande. Toutes ces règles seront proposées pour approbation provisoire par l'AUC.^[15]

- **Courbe de demande** (du 16 août à octobre 2018) : Collaboration d'un groupe de travail à la détermination de la courbe de demande et au choix du texte utilisé pour le dépôt de la courbe de demande (décrise sous la forme de règles et qui suivra le processus d'approbation des règles provisoires). Cette collaboration aura lieu parallèlement à l'élaboration des règles du marché de capacité. [16]
- **Conception d'un système de tarification pour la répartition des coûts** (d'août 2018 jusqu'à la fin de 2019) : Participation du groupe consultatif et des groupes de travail à la conception d'un système de tarification en vue de répartir les coûts engendrés par l'exploitation du marché de capacité.
- **Feuille de route pour les marchés énergétique et des services connexes** (d'octobre 2018 à novembre 2019 et au-delà) : Consultation sur les facteurs relevés à incorporer dans la structure de marché au-delà de l'échéance 2021-2022.[17]
Le ministère de l'Énergie de l'Alberta a également mis en branle un processus de collaboration avec les intervenants pour l'élaboration d'une réglementation sur le marché de capacité, ce qui, semble-t-il, donnera l'occasion à ces derniers de formuler des recommandations et des commentaires détaillés sur la réglementation proposée. L'Alberta entend distribuer un document de discussion aux intervenants le 23 juillet 2018 pour mettre en marche le processus, qui comprendra également un webinaire le 25 juillet 2018.

Stores Block: viser trop haut

En plus de faciliter la transition du marché de l'électricité, les versions antérieures du projet de loi contenaient des dispositions visant à combler ce que nombre de personnes considèrent comme une lacune réglementaire créée par la décision *Stores Block*. Les dispositions proposées n'ont toutefois pas survécu au processus d'étude en comité et ont été retranchées en vertu d'un amendement proposé par le ministère de l'Énergie.

À titre d'information, la Cour suprême du Canada a rendu sa décision en 2006 dans l'affaire *Stores Block: ATCO Gas & Pipelines Ltd. c. Alberta (Energy & Utilities Board)*.[18] Concernant *Stores Block*, il s'agissait de déterminer si l'organisme de réglementation des services publics de l'Alberta (alors, l'Alberta Energy and Utilities Board et, maintenant, l'AUC) avait le pouvoir de distribuer aux clients d'un service public les gains issus de la vente d'actifs d'une société de service public. La Cour suprême a statué que l'organisme de réglementation ne disposait pas d'un tel pouvoir et que les gains issus de l'aliénation d'actifs d'une société de service public revenaient uniquement aux actionnaires propriétaires de la société.[19] Le fait que les actifs avaient servi à la prestation du service public n'avait aucune importance, seuls les propriétaires des actifs de la société de service public avaient droit aux gains.[20]

L'approche utilisée pour le dossier *Stores Block* a été appliquée pour diverses décisions réglementaires portant sur la situation inverse où des propriétaires de sociétés de services publics ont été forcés de porter le fardeau de pertes inattendues causées par le délaissement ou la destruction d'actifs.[21] Cette approche a été confirmée par le jugement de la Cour d'appel de l'Alberta dans la cause *FortisAlberta Inc v Alberta (Utilities Commission)*.[22] Suivant la logique *Stores Block*, selon laquelle les gains d'une vente doivent revenir uniquement aux propriétaires de la société de service public concernée et non aux clients, la Cour a estimé que les pertes occasionnées par les actifs délaissés ou devenus inutiles à la prestation d'un service public ne devaient être supportées que par les seuls propriétaires.[23] Dans l'affaire *FortisAlberta*, la Cour a considéré que le principe établi dans *Stores Block* était valable en droit en Alberta.[24] Ce faisant, elle a créé le sentiment que le jugement *Stores Block* et la jurisprudence qui en a découlé ne pourraient être renversés que par un texte législatif.

En ce qui a trait plus particulièrement au plan de leadership sur le climat, la question de la responsabilité des pertes a surgi relativement aux mises à jour technologiques nécessaires pour favoriser et permettre une production accrue d'énergie renouvelable. Par exemple, en raison de l'approche adoptée par l'AUC concernant la responsabilité des coûts liés au délaissage d'actifs à la suite du jugement *Stores Block*, EPCOR a refusé de poursuivre son programme d'infrastructure pour compteurs intelligents, car les compteurs existants ne s'étaient pas dépréciés complètement, et le « délaissage » de ces actifs se traduirait par une perte pour les actionnaires de la société de service public.^[25] Les sociétés de services publics ont récemment affirmé qu'une telle approche constitue un obstacle au développement futur de la production d'énergie renouvelable, car les sociétés de distribution seront peut-être peu enclines à investir dans les actifs et la technologie éventuellement nécessaires pour atteindre les objectifs de production d'énergie renouvelable du gouvernement si cela entraîne un délaissage d'actifs et une perte financière. Elles ont laissé entendre que des révisions législatives ou un éclaircissement supplémentaire de la politique du gouvernement seraient requis avant la réalisation de tels investissements pour répondre aux objectifs du plan de leadership sur le climat.^[26]

Le projet de loi 13 en première lecture proposait de modifier l'*Alberta Utilities Commission Act* par l'ajout du paragraphe 17.1, qui donnait à l'AUC le pouvoir de répartir entre le propriétaire d'une société de service public et ses clients les coûts et les gains résultant :

1. de la vente ou de la location d'une propriété appartenant à la société, ou de la prise d'une hypothèque sur cette propriété;
2. de l'enlèvement ou de la mise hors service d'une propriété servant à fournir un service au public par le propriétaire de la société de service public;
3. de l'exclusion d'une propriété de la valeur des actifs.^[27]

Les dispositions proposées constituaient une réponse claire aux décisions *Stores Block/FortisAlberta*, dont l'ombre plane sur le secteur des services publics de l'Alberta depuis 2006. Ces dispositions ont toutefois fait l'objet de critiques de certains intervenants, car elles n'indiquaient pas clairement quand les coûts liés au délaissage d'actifs seraient assumés par les actionnaires de la société de service public ou les contribuables.

Elles ont en fin de compte été retranchées à l'étape de l'étude en comité. Le 30 mars 2018, le ministre de l'Énergie proposait d'amender le projet de loi 13 en retranchant les dispositions évoquées ci-dessus destinées à combler la lacune relevée dans l'affaire *Stores Block*.^[28] En faisant cette proposition, le ministre a souligné la nécessité de poursuivre la discussion et exprimé le désir d'une collaboration accrue avec l'industrie, les groupes de défense des consommateurs et les organismes gouvernementaux concernés en vue d'« élaborer la meilleure politique possible pour les Albertains ».^[29] L'amendement a été voté, avec pour résultat l'annulation des dispositions.

Par conséquent, même si la modification de la législation en vue de corriger la lacune créée dans *Stores Block* semble prochaine, nous devrons patienter avant de connaître l'approche que le gouvernement utilisera pour traiter cette question. L'évocation par le ministre d'une autre consultation laisse présager la possibilité pour les participants au marché de formuler des recommandations avant la présentation de la prochaine proposition au pouvoir législatif.

Que le retranchement des dispositions proposées illustre la nécessité de tenir une autre consultation est une indication que le processus de modification du système de production d'électricité en Alberta mérite d'être soigneusement pris en considération pour s'assurer que le système qui en résulte fonctionne et profite aux Albertains.

Entrée en vigueur

La majorité du projet de loi 13, y compris les dispositions abordées dans ce bulletin d'actualités, entrera pleinement en vigueur le 1^{er} août 2018.^[30] Quelques dispositions ont pris effet lors de la sanction royale du 11 juin 2018,^[31] alors que le reste des dispositions entre en vigueur par proclamation.^[32] La plupart des dispositions ont été proclamées en vigueur pour le 1^{er} août 2018, à l'exception des dispositions 2(24), 2(25) et 37(a)(ii) concernant l'*Electric Utilities Act*. Aucune date de proclamation n'a encore été fixée pour les autres dispositions.

[1] Alberta Electric System Operator, *Alberta's Wholesale Electricity Market Transition Recommendation* (3 octobre 2016).

[2] Gouvernement de l'Alberta, *Electricity Capacity Market*.

[3] Projet de loi 13, *An Act to Secure Alberta's Electricity Future*, 4^e session, 29^e législature, 2010 par. 2(29) [Projet de loi 13].

[4] *Electric Utilities Act*, SA 2003, c. E-5.1, paragr. 20.3.

[5] Projet de loi 13, par. 2(13).

[6] Alberta, ministère de l'Énergie, *An Act to Secure Alberta's Electricity Future Technical Information Session* (présentation, avril 2018).

[7] Projet de loi 13, par. 2(14).

[8] Projet de loi 13, par. 2(14).

[9] *Electric Utilities Act*, SA 2003 c. E-5.1, art. 25.

[10] Projet de loi 13, par. 2(14).

[11] Projet de loi 13, par. 2(14).

[12] Projet de loi 13, par. 2(18).

[13] Alberta Utilities Commission, *Consultation Meeting* (présentation, juin 2018).

[14] Alberta Electric System Operator, *Comprehensive Market Design Final Proposal* (29 juin 2018).

[15] Alberta Electric System Operator, *Market Transition Industry Stakeholder Session* (présentation, juillet 2018)

[16] Alberta Electric System Operator, *Market Transition Industry Stakeholder Session* (présentation, juillet 2018).

[17] Alberta Electric System Operator, *Market Transition Industry Stakeholder Session* (présentation, juillet 2018).

[18] 2006 CSC 4 [*Stores Block*]; pour un résumé de l'affaire *Stores Block/Fortis Alberta*, voir Nigel Banks, « Overturning Stores Block and Implementing the Capacity Market » (25 avril 2018).

[19] *Stores Block*, paragr. 78.

[20] *Stores Block*, paragr. 87.

[21] Voir *FortisAlberta Inc c. Alberta (Utilities Commission)*, 2015 ABCA 295 [*FortisAlberta*] aux paragr. 59-62.

[22] *Ibid.*

[23] *FortisAlberta*, paragr. 62.

[24] *FortisAlberta*, paragr 160-161.

[25] Décision de l'AUC 3100-D01-2015, *EPCOR Distribution & Transmission Inc – 2013 PBR Capital Tracker True-up and 2014-2015 PBR Capital Tracker Forecast* (25 janvier 2015), paragr. 705.

[26] Rapport final de l'AUC, *Alberta Electric Distribution System-Connected Generation Inquiry* (29 décembre 2017), paragr. 294-297.

[27] Projet de loi 13, par. 1(2) (première lecture, 19 avril 2018).

[28] Projet de loi 13 A1, *Amendments to Bill 13 An Act to Secure Alberta's Electricity Future Act*, 29^e législature, 4^e session, Alberta, 2018, disp. A (adopté par l'assemblée législative de l'Alberta le 30 mai 2018).

[29] Alberta, Assemblée législative, *Hansard*, 29^e législature, 4^e session, (30 mai 2018) à 1322.

[30] OC 2018-208 (14 juin 2018).

[31] Projet de loi 13, par. 1(1), (3), (10), (11) et (12), 2(1), (2)(a)(viii), (3), (6), (18), (26), (30), (31), (32), (33), (36), (37)(a)(i) et (39) et 3(1) et (2).

[32] Voir le projet de loi 13, par. 5(1).