

L'Alberta Electric System Operator annonce une nouvelle occasion de marché en matière de stockage de l'énergie

22 OCTOBRE 2020 14 MIN DE LECTURE

Expertises Connexes

- [Affaires réglementaires](#)
- [Électricité et services publics](#)
- [Financement de projets](#)
- [Marchés publics](#)

Auteurs(trice): [Paula Olexiuk](#), [Simon C. Baines](#), Mike Pede, Jessica Kennedy

Le 14 octobre 2020, l'Alberta Electric System Operator (AESO) a annoncé des plans à l'égard d'un projet pilote sur les technologies de réponse rapide en fréquence (RRF)^[1]. Le projet pilote de RRF est actuellement dans sa phase initiale de conception et devrait être mis en œuvre en 2021. Cette annonce présente une occasion unique à l'égard des actifs de stockage d'énergie dans la province et constitue un coup de pouce bienvenu pour les promoteurs de stockage d'énergie et les fournisseurs de technologies connexes en Alberta qui sont actuellement confrontés à des obstacles importants à l'égard du développement de projets.

Ce bulletin d'actualités comprend des renseignements sur l'occasion, les défis actuels que doivent relever les promoteurs du stockage de l'énergie et les considérations connexes.

En quoi consiste une réponse rapide en fréquence?

Une RRF est un service de fiabilité des transmissions à action rapide qui assure qu'une quantité suffisante d'énergie est introduite dans le réseau pour arrêter les excursions de fréquence, maintenir la stabilité de fréquence et permettre le retour à la fréquence nominale après un déséquilibre entre la production et la charge^[2]. L'AESO est particulièrement préoccupé par les effets sur le réseau de transport des pertes temporaires potentielles d'importations en provenance des réseaux voisins interconnectés à l'Alberta, qui peuvent découler (cela a déjà été le cas) de pannes sur les lignes de raccordement de la Colombie-Britannique ou du Montana^[3]. Une RRF est conçue pour prévenir les délestages en cas de baisse importante de la fréquence – en d'autres termes, pour prévenir les pannes pour les consommateurs d'électricité^[4].

Le terme « rapide » (*fast*) concerne chaque réseau interconnecté^[5]. Pour qu'elle constitue une RRF, l'AESO exige une réponse des fournisseurs dans un délai de 12 cycles (0,2 seconde) lorsqu'une fréquence de réseau de 59,5 Hz est détectée.

Actifs des services de RRF

L'occasion d'approvisionnement du projet pilote de RRF vise les nouvelles technologies capables de répondre aux exigences techniques de l'AESO en matière de RRF. Les promoteurs doivent démontrer et valider leur capacité technique. L'énumération suivante fournit quelques exemples d'actifs de production d'électricité qui peuvent offrir une RRF.

- Le stockage d'énergie à réponse rapide comme :

- Les contrôles rapides à partir de batteries;
- Les contrôles rapides à partir de cellules solaires photovoltaïques;
- La réponse inertielle des machines synchrones;
- La réponse traditionnelle des régulateurs de turbines;
- Les commandes des générateurs des éoliennes qui extraient une puissance supplémentaire de l'énergie de rotation^[6].

Aperçu du projet pilote de RRF et échéancier

Le projet pilote de RRF a pour objectif d'obtenir entre 20 et 40 mégawatts (MW) de capacité de RRF de la part d'un à trois fournisseurs de services acquis dans le cadre d'un processus ouvert. L'AESO a indiqué que l'occasion se limitera aux « nouvelles technologies », suggérant que l'accent sera mis sur les installations conçues expressément pour fournir un soutien au réseau et que les projets de production traditionnels ne seront pas admissibles. Les renseignements recueillis dans le cadre du projet pilote de RRF seront diffusés publiquement et serviront de base à la conception du RRF à long terme ainsi qu'à la feuille de route *AESO Energy Storage Roadmap*, ce qui pourrait à terme offrir de nouvelles occasions aux fournisseurs de services de RRF.

En plus de fournir des services de RRF, il est prévu que les fournisseurs pourront participer aux marchés de l'énergie et des réserves de fonctionnement. Cela nécessitera un alignement entre l'AESO, le fournisseur de services et l'administrateur de la surveillance du marché. Si elle est autorisée, la participation à ces marchés existants pourrait fournir des flux de revenus supplémentaires importants aux fournisseurs de services de RRF en plus de la rémunération versée expressément pour les services de RRF, ce qui compenserait les coûts des services de RRF et permettrait à l'AESO (et, en fin de compte, aux consommateurs d'électricité) d'économiser. Cela peut permettre à des projets qui ne sont actuellement pas considérés comme économiquement viables sur la base des occasions de marché existantes de devenir viables grâce à la source de revenu supplémentaire fiable fournie par le projet pilote de RRF.

Même si le projet pilote n'en est encore qu'à ses débuts, l'AESO prévoit l'achèvement de sa phase de conception initiale ainsi que l'engagement des parties prenantes et de l'ASM au début de 2021. La phase de mise en œuvre devrait commencer par la suite, comprenant probablement la passation de marchés au moyen d'une demande de renseignements ou d'une procédure similaire. Le projet pilote de RRF devrait durer entre 12 et 18 mois, à partir de la fin de 2021 ou de 2022 après la conclusion d'ententes commerciales entre l'AESO et le ou les promoteur(s)^[7]. On ne sait pas encore si la durée du marché de RRF de l'AESO sera supérieure à 12 à 18 mois.

De plus amples détails concernant cette occasion sont attendus au début de l'année prochaine.

L'essor et le déclin du stockage de l'énergie en Alberta

Le stockage de batteries à l'échelle du service public et les installations de production connectées à des batteries (comme les installations solaires et éoliennes) sont susceptibles de bien répondre aux besoins de l'AESO en matière de RRF. Le gouvernement de l'Alberta a défini le « stockage de l'énergie » comme une technologie ou un processus en mesure d'utiliser l'électricité comme intrant, de stocker l'énergie pendant un certain temps, puis de décharger l'électricité comme extrant^[8].

Bien qu'ils gagnent en popularité et en attention, les actifs de stockage d'énergie doivent

actuellement relever divers défis et font face à des risques sur le marché albertain, dont bon nombre ont été décrits dans le rapport de l'AESO intitulé *AESO Energy Storage Roadmap* publié l'année dernière. Au fond, le problème vient du fait que les projets de stockage d'énergie ne sont pas couverts par la législation, les règlements, les tarifs ou les règles du système en vigueur. Cela a conduit l'AESO à élaborer la feuille de route *AESO Energy Storage Roadmap* pour faciliter l'intégration des technologies de stockage de l'énergie dans le marché de l'électricité de l'Alberta, permettre au stockage de l'énergie de participer d'une manière fiable et équitable, efficace et ouvertement concurrentielle, et assurer la cohérence des principes et de l'approche du stockage de l'énergie à l'échelle de l'AESO^[9]. Dans le cadre réglementaire actuel, les installations de stockage d'énergie sont généralement traitées comme des centrales électriques ou des unités de production^[10], bien qu'elles doivent relever des défis uniques (et en présentent) auxquels ne sont pas confrontées les sources de production traditionnelles conventionnelles ou renouvelables.

S'il existe quelques obstacles techniques, la plupart des défis sont d'ordre réglementaire et, par conséquent, financiers. Plus précisément, le stockage de l'énergie doit encore trouver une place bien établie dans les structures tarifaires et de marché existantes, qui empêchent souvent les promoteurs (et les institutions financières) d'atteindre le niveau de certitude de revenu nécessaire pour effectuer des investissements importants. Une grande partie de cette incertitude provient du traitement actuel des actifs de stockage d'énergie dans le cadre du tarif de l'AESO, qui dicte les coûts que les actifs de stockage d'énergie doivent payer pour se connecter au réseau. Bien que la structure tarifaire évolue et que l'AESO ait fait connaître son intention de modifier le tarif pour tenir compte des aspects uniques du stockage d'énergie (en reconnaissant qu'il ne s'agit ni d'une charge pure ni d'une production pure) à un moment donné dans l'avenir, dans de nombreux cas et dans le cadre actuel, les coûts de transport sont prohibitifs. L'incertitude quant à savoir si ou comment ce cadre sera modifié constitue donc un obstacle important pour le secteur du stockage de l'énergie de l'industrie, et il est peu probable que ces questions soient résolues prochainement.

En outre, les programmes d'approvisionnement en électricité gérés par le gouvernement de l'Alberta n'ont pas fourni d'incitatifs ni attribué de valeur au stockage de l'énergie jusqu'à présent, et de fait, les actifs de stockage ont été expressément exclus du programme d'énergie renouvelable de l'AESO^[11]. En revanche, le stockage de l'énergie a été couronné de succès dans d'autres territoires canadiens, comme en Ontario, où l'exploitant du réseau dans cette province a mené avec succès plusieurs séries de marchés publics propres au stockage de l'énergie, qui ont abouti à l'acquisition et à la construction de dizaines de mégawatts de capacité de stockage d'énergie (principalement des batteries)^[12]. En outre, d'après notre expérience, les installations de stockage autonomes n'ont pas fait l'objet de discussions bilatérales importantes en matière d'approvisionnement en Alberta, le stockage ne recevant généralement qu'une attention favorable dans l'espace privé d'achat d'électricité dans le cadre d'un accord « hybride » de stockage de l'énergie éolienne ou solaire.

Bien que le gouvernement de l'Alberta n'ait pas mis en place de programmes d'approvisionnement particuliers pour le stockage de l'énergie, nous notons qu'il a alloué certains fonds au stockage de l'énergie par l'intermédiaire d'Emissions Reduction Alberta. TransAlta Renewables a annoncé au début du mois que son projet de stockage de batteries WindCharger de 10 MW a commencé ses activités commerciales en tant que premier projet de stockage d'énergie lithium-ion à l'échelle d'un service public en Alberta ayant recours à la technologie Tesla Megapack; la moitié des 14,5 millions de dollars de coût d'investissement de ce projet est financé par ce soutien gouvernemental.

Il n'est donc pas surprenant que le projet pilote de RRF – qui donne une indication claire de la viabilité et de l'importation à long terme de services de RRF en Alberta – ait été considéré comme un coup de pouce bienvenu pour les promoteurs du stockage de l'énergie et les

fournisseurs de technologies connexes en Alberta.

Une observation sur les solutions non filaires

Dans son examen de la participation à long terme au marché des installations de stockage d'énergie, l'AESO a reconnu que le stockage d'énergie peut servir un certain nombre d'objectifs sur le réseau, notamment l'arbitrage des prix de l'énergie, la réduction de la congestion et la fourniture de services auxiliaires^[13]. Par conséquent, outre le simple stockage et la fourniture d'électricité, les actifs de stockage de l'énergie ont le potentiel d'agir comme solution de rechange aux infrastructures de transport d'électricité traditionnelles. Ce concept est appelé « stockage comme option de transmission » (*storage as a transmission alternative*).

Cependant, la base juridique permettant à l'AESO d'utiliser et de mettre en œuvre des options de transport de l'électricité – également appelées « solutions non filaires » (*non-wires solutions*) – est, au mieux, opaque. En vertu du règlement sur le transport de l'électricité de l'Alberta^[14], l'AESO est tenu de concevoir, de régir et de diriger la construction d'installations de transport suffisantes pour que, dans des conditions normales d'exploitation, toute l'électricité prévue puisse être acheminée « sans contrainte » (*without constraint*) – c.-à-d., sans que la congestion de la transmission soit un obstacle.

Comme l'Alberta Utilities Commission (AUC) l'a régulièrement précisé, une solution non filaire n'est autorisée en vertu du paragraphe 15(3) du règlement sur le transport de l'électricité que lorsqu'il existe un potentiel limité de croissance de la charge ou lorsqu'une solution non filaire est nécessaire « pour une période limitée spécifiée » (*for a specified limited period of time*) pour assurer un service fiable en raison d'un délai d'exécution plus court^[15]. L'AESO a exprimé l'avis qu'un changement législatif visant à élargir et à aligner l'utilisation autorisée de solutions non filaires pourrait être approprié pour permettre une fiabilité totale des services et pour optimiser et retarder le besoin d'infrastructures de distribution ou de transport^[16]. En d'autres termes, des modifications législatives peuvent être nécessaires pour que toute la gamme des utilisations des actifs et des technologies de stockage de l'énergie soit réalisée.

Même si la RRF – qui ne vise pas à réduire la congestion, en tant que telle – peut ne pas tomber sous le coup des restrictions imposées par le règlement sur le transport de l'électricité, elle se rapproche certainement de la ligne relative à l'utilisation du stockage comme source de production. Tant que les problèmes présentés par ce régime législatif ne seront pas résolus, les utilisations potentielles du stockage de l'énergie comme solution de rechange aux actifs de transmission conventionnels ne pourront probablement pas être pleinement réalisées dans la province.

[1] AESO, *Joint Stakeholder Engagement Session on Energy Storage and Distributed Energy Resources (DER)*, présentation PowerPoint, le 14 octobre 2020 ([en ligne](#), en anglais) [PowerPoint de l'AESO], diapositives 30 à 32; AESO, *Joint Stakeholder Engagement Session on Energy Storage and Distributed Energy Resources (DER)*, enregistrement audio, le 14 octobre 2020 ([en ligne](#), en anglais), à 29 min 44 s.

[2] NERC Inverter-Based Resource Performance Task Force, *Fast Frequency Response Concepts and Bulk Power System Reliability Needs*, mars 2020 ([en ligne](#), en anglais) [livre blanc du NERC],

aux page 7 à 9; PowerPoint de l'AESO, à la diapositive 30.

[3] PowerPoint de l'AESO, à la diapositive 30.

[4] Cette situation est actuellement gérée par le Load Shed Service for imports (LSSi), constitué de clients de chargement qui acceptent d'être rapidement mis hors ligne à la suite d'une perte soudaine d'importations. AESO, *Load Shed Service for imports*, [site Web de l'AESO](#).

[5] Livre blanc du NERC, à la page 8.

[6] Livre blanc du NERC, à la page 7.

[7] Livre blanc du NERC, à la page 7.

[8] AESO, *AESO Energy Storage Roadmap*, août 2019 ([en ligne](#), en anglais), à la page 6.

[9] *AESO Energy Storage Roadmap*, aux pages 5, 7 et 8.

[10] *Ibid.*; AESO, *Information Document – Energy Storage Guide ID #2020-013*, juin 2020 ([en ligne](#), en anglais), à la page 2; décision AUC 25205-D01-2020, *TERIC Power Ltd*, le 6 avril 2020 ([en ligne](#), en anglais), aux paragraphes 21 à 27, dans laquelle on conclut qu'une installation de stockage d'énergie par batterie constitue une « centrale électrique » (*power plant*) selon la définition de l'alinéa 1(1)(k) de l'*Hydro and Electric Energy Act*, RSA 2000 c H-16.

[11] AESO, *REP Round 1 FAQ* ([en ligne](#), en anglais), à la page 3; AESO, *REP Rounds 2 and 3 FAQ* ([en ligne](#), en anglais), à la page 3, question 15.

[12] Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Energy Procurement Programs and Contracts: Energy Storage Procurement at the IESO* ([en ligne](#), en anglais).

[13] AESO, *Long-Term Energy Storage Market Participation Options Paper*, octobre 2020 ([en ligne](#), en anglais), à la page 10.

[14] *Transmission Regulation*, Alta Reg 86-2007 (en anglais).

[15] Alberta Utilities Commission, décision 22274-D01-2018, *Alberta Electric System Operator, Provost to Edgerton and Nilrem to Vermilion Transmission System Reinforcement Need Identification Document*, le 12 janvier 2018 ([en ligne](#), en anglais), au paragraphe 24; Alberta Utilities Commission, décision 23393-D01-2019, *Alberta Electric System Operator and AltaLink Management Ltd.*, le 14 février 2019 ([en ligne](#), en anglais), au paragraphe 125.

[16] Réponse de l'AESO en anglais à la procédure 24116, *Distribution System Inquiry*, pièce 4116-X0518, au document PDF 40.