

I. Sommaire – Commentaires de Suncor sur la Mise à jour publique sur le Règlement sur l'électricité propre (REP)

Contexte

Les recommandations de Suncor sont spécifiques à la Mise à jour publique publiée le 16 février 2024 par Environnement et Changement climatique Canada (ECCC). Le REP a une incidence sur Suncor, puisqu'une fois notre plus récent projet de cogénération de 800 MW mis en service, l'entreprise deviendra le troisième plus important producteur d'électricité en Alberta. L'ensemble des installations de production d'électricité de Suncor sont basées en Alberta et fonctionnent par cogénération, une technologie qui alimente les installations industrielles en chauffage et en électricité. L'électricité excédentaire est exportée vers le réseau électrique de l'Alberta.

Nous partageons l'ambition d'accélérer les progrès du Canada vers l'atteinte de ses engagements mondiaux à réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Étant donné que la consommation d'électricité devrait augmenter dans une économie carboneutre, l'électricité excédentaire devrait être produite à une intensité en GES faible pour assurer des émissions dont le cycle de vie est court et éviter de construire des actifs à intensité de GES supérieure dans le secteur à l'approche de 2050.

Même si le secteur de l'électricité au Canada enregistre déjà des émissions de GES faibles, il existe des écarts provinciaux étant donné que certaines provinces n'ont pas accès à une importante capacité hydroélectrique ou à une capacité nucléaire existante. Ces provinces dépendent de l'électricité produite à partir du gaz naturel pour fournir de l'électricité de base pouvant être acheminée. Le REP doit répondre à la demande actuelle et à l'électrification en cours en trouvant un juste équilibre entre l'ambition et le maintien de la fiabilité et de l'abordabilité de l'électricité. Il doit également intégrer l'ordonnancement des investissements en matière de décarbonisation pour une trajectoire de carboneutralité d'ici 2050, appuyé par l'environnement fiscal adéquat.

Principales considérations

Bien que nous soyons toujours d'avis que la cogénération devrait être exemptée du REP puisqu'elle est alignée sur les cibles de carboneutralité industrielle d'ici 2050, nous soulignons les efforts des fonctionnaires pour tenir compte des commentaires sur l'ébauche du règlement. Nous avons noté quelques améliorations proposées dans la Mise à jour publique qui pourraient réduire les répercussions involontaires pour Suncor. En voici quelques exemples :

- Traitement des groupes en cours de développement : Les nouveaux groupes en construction seront traités comme des groupes existants même s'ils sont mis en service après le 1^{er} janvier 2025. Cela devrait permettre de s'assurer que le projet de cogénération de remplacement des chaudières à coke de Suncor n'est pas à risque d'être exposé à un statut de production qualifié de « nouveau » en vertu du REP.
- Mise en commun : Permettre à de multiples groupes existants de combiner les limites d'émission de chaque groupe en une limite d'émission commune regroupée pourrait représenter une flexibilité favorable. Pour être efficace et sans discrimination, la mise en commun devrait inclure des assouplissements en ce qui concerne les juridictions pour certains producteurs et un plus large éventail de participants admissibles pour éviter la discrimination envers les provinces comptant des producteurs d'électricité du secteur privé comme l'Alberta.

Les changements proposés comme ceux des exemples ci-dessus pourraient contribuer à protéger la fiabilité et l'abordabilité pour les consommateurs. La Mise à jour publique inclut également des propositions pour ajouter de la flexibilité liée à la cogénération et ajuster les valeurs pour la norme de rendement en matière d'émissions et la fin de vie réglementaire. Cependant, comme le document ne fournit pas suffisamment de détails ou de valeurs de rechange, Suncor n'a pas été en mesure de modéliser les répercussions d'un REP mis à jour. De plus, trois événements majeurs ont eu lieu depuis la publication de l'ébauche du REP, mettant en évidence la nécessité pour ECCC de réévaluer l'approche du REP ainsi que ses répercussions potentielles.

- 1) En septembre 2023, l'Alberta Electric System Operator (AESO) a fourni un examen détaillé de l'incidence du REP sur le réseau de l'Alberta. L'AESO a cité la dépendance de l'Alberta à la production de gaz naturel pour équilibrer les actifs renouvelables intermittents comme l'énergie éolienne et solaire et indiqué que le REP fait obstacle à la transition ordonnée de la mise hors service et de la mise en service des unités. Dans son exposé technique¹, l'AESO cite les coûts de la décarbonisation de plus de 5 000 \$ pour chaque tonne évitée dans le cadre d'un objectif de 2035 par rapport à 2050. Le coût est d'environ 10 fois supérieur à celui du captage du carbone directement dans l'air et serait ultimement assumé par les contribuables ou les usagers dans la province.
- 2) Le 7 décembre 2023, le gouvernement fédéral a publié son cadre réglementaire proposé pour plafonner les émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier. Ce cadre aborde le secteur en amont, incluant toutes les unités de cogénération au sein du secteur pétrolier et gazier. Le plafond des émissions proposé ainsi que le REP sont conçus pour cibler les émissions de cogénération, ajoutant des couches

¹ [Technical Briefing on Proposed Clean Electricity Regulations](#), AESO, 28 septembre 2023.

inutiles à la politique climatique pour un secteur qui est déjà soumis à la tarification du carbone.

- 3) Le 13 janvier 2024, une alerte d'urgence a été émise par la province de l'Alberta, demandant aux citoyens de réduire immédiatement la demande en électricité. C'était la première fois qu'une alerte pour le réseau de distribution d'électricité était émise par le système d'alerte d'urgence de l'Alberta. L'alerte avait pour objectif d'éviter les pannes localisées en raison des températures extrêmement froides en soirée, entraînant une demande en électricité pratiquement supérieure à l'approvisionnement. Comme prévu pendant la demande de pointe en Alberta, il n'y avait pas de production d'énergie solaire ou éolienne à ce moment. Même avec les interconnexions, le réseau de l'Alberta avait besoin de gaz naturel non seulement pour garder l'éclairage en fonction, mais également pour garder les gens au chaud et en sécurité. C'est uniquement grâce à la réduction volontaire de consommation des Albertains à la suite de l'alerte que le réseau d'électricité a pu demeurer en fonction en Alberta. Cet événement représente un exemple concret des répercussions négatives potentielles des règlements qui limitent la capacité alimentée au gaz naturel pouvant être acheminée avant le développement et le déploiement d'une autre capacité avec une charge de base sobre en carbone pouvant être acheminée.

Recommandations de Suncor

Compte tenu de l'incidence potentielle du REP sur les réseaux électriques provinciaux, nous croyons qu'il sera difficile pour le gouvernement d'utiliser cette Mise à jour publique avec ses détails restreints pour parvenir à un règlement final. Il y a trop d'aspects inconnus dont il faut tenir compte en fonction de ces considérations exhaustives. Suncor recommande qu'**ECCC travaille directement avec les provinces et parties réglementées pour mettre à jour les éléments du REP** comme la norme de rendement en matière d'émissions et la fin de vie réglementaire, en plus d'élaborer les détails sur les droits d'émission, la mise en commun et le traitement de la cogénération. Il est important de veiller à ce que le REP n'ait pas d'incidence négative sur une province ou une région en particulier, faisant de l'engagement et de l'alignement avec les provinces et territoires une nécessité.

Bien que les ébauches de règlement et règlements finaux au Canada ne diffèrent généralement pas énormément, nous nous attendons à ce que les considérations soulevées dans la Mise à jour publique soient d'une grande portée, menant à une version très différente du REP s'il est entièrement mis en œuvre. Par conséquent, Suncor recommande également à **ECCC de mettre à jour et de publier de nouveau le REP et le**

résumé de l'étude d'impact de la réglementation (REIR)² sous forme d'ébauche de règlement (CG1), offrant une occasion au public de formuler des commentaires sur le règlement ayant fait l'objet d'une importante mise à jour. Ce REIR devrait inclure le coût prévu du REP de 2035 à 2050, incluant le prix implicite du carbone pour atteindre une production d'électricité carboneutre en 2035 par rapport à 2050, par province. Ce paramètre sera important pour s'assurer qu'aucune province n'est indûment désavantagée par le REP par rapport aux autres. Il indiquera également si le REP poursuit des rendements décroissants par rapport à des réductions possibles dans d'autres secteurs. Puisque ce risque est toujours présent dans le cadre des règlements propres à un secteur, Suncor soutient des politiques plus équilibrées et durables pour réduire les émissions, par exemple une tarification du carbone industrielle à l'échelle de l'économie alignée sur les principes approuvés par la [coalition pour le leadership en matière de tarification du carbone](#).

Enfin, Suncor continue de recommander que la **cogénération soit exemptée du REP et demeure sur une trajectoire de carboneutralité industrielle d'ici 2050**, puisqu'elle est conçue pour fournir une chaleur pour les procédés industriels avec une exportation d'électricité efficace comme sous-produit.

Clôture

Nous vous remercions de nous avoir offert l'occasion de fournir nos commentaires sur la Mise à jour publique. Les dirigeants de Suncor souhaiteraient poursuivre les discussions avec leurs homologues fédéraux dans le cadre des évolutions futures du REP.

² La section 3.3.7.1.1 du [Guide d'élaboration de la réglementation et de rédaction du REIR 2024](#) du Secrétariat du Conseil du Trésor mentionne que « ... dans certains cas, les commentaires reçus à la suite de la publication préalable peuvent attirer l'attention des organismes de réglementation sur des éléments à prendre en considération qui n'avaient pas été pris en compte au départ dans l'analyse coûts-avantages de la mesure réglementaire proposée, ce qui peut entraîner une modification importante du projet de règlement. Dans ce cas, il peut être nécessaire de procéder à une deuxième publication préalable du projet de règlement avant de le publier dans la partie II de la Gazette du Canada. »