

COUP DE CIRCUIT

rapport technique

Juin 2026

Introduction

Ce rapport technique accompagne le rapport de l'Institut climatique du Canada intitulé **Coup de circuit : Comment électrifier la croissance du Canada**. Il détaille la méthodologie et les sources de données qui sous-tendent l'analyse et les chiffres de référence.

Coup de circuit examine comment les provinces canadiennes peuvent accroître la production d'électricité propre rapidement et de manière fiable tout en maintenant des tarifs concurrentiels pour les utilisateurs industriels. L'analyse compare quatre provinces canadiennes : l'Ontario (ON), l'Alberta (AB), le Québec (QC) et la Colombie-Britannique (C.-B.), à six juridictions étrangères et effectue une comparaison selon six indicateurs. Les juridictions étrangères utilisées pour la comparaison étaient l'Allemagne (AL), le Royaume-Uni (R.-U.), la Norvège (NO), la Nouvelle-Galles du Sud (NGDS), l'État de Washington (WA) et le Texas (TX). Ensemble, ces six indicateurs évaluent la préparation d'une juridiction à attirer des investissements dans des projets éoliens, solaires et de stockage par batteries qui fournissent de l'électricité, ainsi que dans les projets industriels qui en consomment :

- | | |
|--|---|
| ▶ Indicateur 1 : Planification énergétique | ▶ Indicateur 4 : Approvisionnement en électricité |
| ▶ Indicateur 2 : Planification de réseaux flexibles | ▶ Indicateur 5 : Modernisation des tarifs industriels |
| ▶ Indicateur 3 : Planification du transport d'électricité | ▶ Indicateur 6 : La prévisibilité des politiques climatiques |

Les indicateurs ont été sélectionnés à la lumière d'entrevues avec des experts (voir Coup de circuit : Annexe A) et d'un examen des recherches les plus récentes. Chaque indicateur devait refléter les conditions que les politiques peuvent influencer, démontrer les répercussions réelles sur la mise en place d'un approvisionnement en électricité concurrentiel, présenter des variations selon les juridictions étudiées et disposer de données fiables.

Quelques remarques méthodologiques s'appliquent à tous les indicateurs. Premièrement, la définition des six indicateurs a souvent été limitée par la disponibilité restreinte des données. Par ailleurs, plusieurs indicateurs s'appuient sur des données historiques pour tirer des conclusions sur l'avenir. Enfin, les six indicateurs sélectionnés sont pertinents pour toutes les juridictions, mais leur importance varie selon les marchés.

À partir de cette analyse comparative, Coup de circuit détermine comment les gouvernements canadiens peuvent fournir de l'électricité à faible coût et améliorer leur compétitivité pour attirer des capitaux internationaux. Les conclusions et les recommandations stratégiques de l'étude sont documentées dans [un rapport fédéral et deux publications provinciales à venir](#).

Table des matières

Introduction	2
Table des matières	3
Analyse contextuelle	4
Tarifs de détail de l'électricité industrielle	4
Croissance de la demande industrielle	6
Ajouts de capacité solaire et éolienne	7
Indicateur 1 : Planification énergétique	8
Écart entre la demande industrielle et le plan du réseau	8
Indicateur 2 : Planification de réseaux flexibles	13
Évolution de la flexibilité des réseaux non hydroélectriques (2019-2024)	13
Capacité flexible par rapport à la demande de pointe	15
Indicateur 3 : Planification du transport d'électricité	16
Investissements dans le réseau de transport d'électricité	21
Indicateur 4 : Approvisionnement en électricité	23
Indicateur 5 : Modernisation des tarifs industriels	29
Subventions croisées entre différents groupes de consommateurs	33
Subventions au réseau électrique financées par les contribuables	36
Indicateur 6 : La prévisibilité des politiques climatiques	38

Analyse contextuelle

Tarifs de détail de l'électricité industrielle

Ce graphique montre la compétitivité relative des tarifs d'électricité provinciaux canadiens par rapport aux tarifs dans des juridictions étrangères. Pour chacune des dix juridictions étudiées, nous avons recueilli des données sur les tarifs de détail de l'électricité pour les consommateurs industriels au cours des cinq dernières années. Afin d'optimiser la comparabilité des données tarifaires industrielles entre les différentes juridictions, nous avons tenu compte des caractéristiques suivantes et les avons harmonisées lorsque cela était possible :

- ▶ Définition des catégories de clients industriels
- ▶ Frais inclus dans les tarifs de détail de l'électricité (p. ex., charges énergétiques, primes d'énergie, service aux consommateurs, surtaxes environnementales, etc.)
- ▶ Période de publication des prix moyens (annuelle ou autre)
- ▶ Tarifs déclarés en termes réels (corrigés pour l'inflation) ou nominaux (non corrigés)

Au besoin, nous avons converti les prix de la monnaie locale en dollars canadiens et les avons normalisés à une unité d'énergie commune (c.-à-d. ¢/kWh).

Le Tableau 1 présente des renseignements sur les sources de données et les caractéristiques dans les dix juridictions. Les tarifs sont exprimés en valeur nominale, sauf indication contraire.

TABLEAU 1 :

DATA SOURCES DE DONNÉES POUR LES TARIFS HISTORIQUES DE L'ÉLECTRICITÉ INDUSTRIELLE

Jurisdiction(s)	Source	Notes
Alberta, Colombie-Britannique, Ontario, Québec	Hydro-Québec	Catégorie de clients industriels : consommation mensuelle d'au moins 3 060 000 kWh et puissance demandée de 5 000 kW. Les tarifs annuels moyens excluent les taxes, mais comprennent les frais d'approvisionnement, de transport et de distribution. Comme Hydro-Québec publie les tarifs à l'échelle des villes, nous avons utilisé les villes suivantes comme représentants de la province : Alberta : Edmonton L'Alberta possède un marché de l'électricité déréglementé où les tarifs industriels sont sujets à négociation. Les tarifs peuvent varier selon l'emplacement. C.-B. : Vancouver BC Hydro dessert la majeure partie de la province à des tarifs uniformes. Vancouver est un bon exemple de la clientèle industrielle de la Colombie-Britannique. Ontario : Toronto Les tarifs d'électricité sont généralement uniformes à l'échelle de la province, bien que les frais de distribution puissent varier selon les distributeurs locaux. Québec : Montréal Hydro-Québec dessert la majeure partie de la province à des tarifs uniformes. Montréal est un bon exemple de la clientèle industrielle du Québec.
État de Washington, État du Texas	Berkeley Energy Markets and Planning	Les données relatives aux tarifs d'électricité industrielle pour les États américains proviennent de l'enquête annuelle EIA-861 menée par l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA), qui collecte des données auprès des entreprises de distribution d'électricité, des négociants en énergie et des exploitants de réseau. L'enquête EIA-861 ne définit pas de manière uniforme la notion de client « industriel », ce qui explique des variations de définition entre les divers services publics. Le secteur industriel est défini au sens large et comprend les activités de fabrication, de construction, d'exploitation minière, d'agriculture (irrigation), de pêche et de sylviculture. Les tarifs annuels moyens comprennent les frais liés au volume et à la demande, et les frais fixes.
Royaume-Uni	BEIS	Tarifs pour les grands utilisateurs industriels ayant une consommation annuelle de 20 000 à 69 999 MWh, représentant environ 60 % des ventes totales d'électricité industrielle. Les taux annuels moyens comprennent toutes les taxes, notamment la taxe sur les changements climatiques.
Allemagne, Norvège	Eurostat	Tarifs pour les grands utilisateurs industriels avec une consommation annuelle comprise entre 22 000 et 69 999 MWh. Les tarifs moyens comprennent les coûts de l'énergie et de l'approvisionnement, les coûts de réseau (transport et distribution) et toutes les taxes applicables, notamment la TVA, les taxes sur les énergies renouvelables, la contribution à la capacité, les taxes environnementales, les taxes sur le nucléaire et autres prélèvements. Eurostat publie des données deux fois par an. Les tarifs annuels moyens sont publiés dans le cadre des données du deuxième semestre.

Croissance de la demande industrielle

Pour chacune des dix juridictions, nous avons produit un ensemble de données comparables montrant la demande industrielle en électricité de 2000 à 2024, exprimée en TWh. Les données industrielles historiques de chaque juridiction comprennent la demande d'électricité des industries primaires comme la fabrication, l'exploitation minière et l'extraction de pétrole et de gaz. Les besoins énergétiques liés aux transports et à l'agriculture n'ont pas été inclus.

Pour les années 2025 et suivantes, nous avons utilisé les projections de la demande industrielle incluses dans le scénario de référence publié par l'exploitant du réseau électrique de chaque juridiction équivalent responsable de la planification du réseau électrique (voir le Tableau 2 pour la liste des sources). Afin de garantir la cohérence et la comparabilité des données entre les juridictions et dans le temps, nous avons vérifié que la portée historique et future de ce qui est inclus dans la demande « industrielle » correspondait.

Dans certains cas, la valeur initiale de la demande industrielle dans le plan du réseau électrique d'une juridiction ne correspondait pas à la valeur historique la plus récente. L'utilisation directe des valeurs absolues du plan aurait créé un écart artificiel entre les données historiques et les projections, faussant ainsi les comparaisons de croissance entre les différentes juridictions. Pour remédier à cette situation, nous avons préservé la trajectoire de croissance implicite par le plan de chaque juridiction, mais nous avons recentré cette trajectoire sur l'année la plus récente de données historiques réelles. Concrètement, cela a consisté à calculer la variation annuelle en pourcentage de la demande industrielle à partir du plan, puis à appliquer ces taux de croissance de manière séquentielle jusqu'au point final historique. Il en résulte une série continue où la demande projetée reflète le rythme de croissance anticipé par le planificateur, sans introduire de décalage entre les années observées et les années projetées.

Les données ont ensuite été normalisées par rapport à l'année de référence 2000, afin de mettre en évidence l'évolution de la demande industrielle depuis lors et les variations de la demande future par rapport à cette année de référence. Voir [Indicateur n°1 : Planification énergétique](#) pour une liste de sources de données.

Ajouts de capacité solaire et éolienne

Pour toutes les juridictions, nous avons déterminé la croissance de la capacité solaire et éolienne par rapport à l'année 2015, ainsi que la capacité absolue en gigawatts ajoutée à chaque réseau entre 2015 et la dernière année disponible (2024 ou 2025).

TABEAU 2 :

SOURCES DE DONNÉES POUR LES AJOUTS DE CAPACITÉ SOLAIRE ET ÉOLIENNE

Juridiction	Source	Notes
Colombie-Britannique, Ontario, Québec	Statistique Canada. Tableau 25-10-0022-01	
Alberta	Alberta Electric System Operator (AESO)	Données disponibles jusqu'en janvier 2026
Norvège, Royaume-Uni, Allemagne, Canada, Australie, États Unis	Ember	Données annuelles au niveau des pays jusqu'en 2024

Indicateur 1 :

Planification énergétique

L'objectif de cet indicateur est de mieux comprendre comment les juridictions anticipent la croissance de la demande d'électricité industrielle et dans quelle mesure leurs plans actuels correspondent à la demande des projets industriels en attente de raccordement.

Écart entre la demande industrielle et le plan du réseau

Étape 1 : Nous avons identifié le plan de base de chaque juridiction pour l'électricité jusqu'en 2035 (parfois appelé scénario de référence) à partir de ses documents de planification les plus récents publiés en décembre 2025. À partir de ces plans pour l'électricité, nous avons extrait la demande attribuée aux usages industriels, notamment les centres de données et la production d'hydrogène. Dans certains cas, les documents de planification n'indiquaient pas la charge future prévue des utilisateurs industriels *existants*. Dans ces cas, nous avons supposé que leur demande resterait constante au niveau de l'année 2024. Ce travail a été réalisé en collaboration avec Dunsy Energy + Climate Advisors.

Étape 2 : Afin de déterminer la demande d'électricité d'une juridiction pour des projets industriels en attente de raccordement au réseau, nous avons recueilli des données de sources publiques sur la liste d'attente de projets industriels de chaque juridiction, en date de décembre 2025. Nous avons pris en compte des projets industriels issus de secteurs tels que la fabrication, les centres de données, l'hydrogène et le stockage d'énergie par batteries à grande échelle. Compte tenu du manque de transparence concernant les taux d'achèvement antérieurs des projets proposés, nous avons systématiquement appliqué un taux d'annulation de 50 % pour tous les projets actuellement en attente. Cette hypothèse est conforme à la [méthodologie adoptée par le Texas](#), fondée sur des données réelles.

Le taux d'annulation appliqué de 50 % est prudent, car nous supposons que la liste d'attente restera inchangée en février 2026. En d'autres termes, nous ne supposons pas que les projets ajoutés à la liste d'attente après cette date seront mis en service avant 2035. Cela signifie que la croissance projetée de la demande industrielle est probablement sous-estimée, puisque certains projets annoncés ou en attente après février 2026 seront presque certainement construits pendant la période de prévision.

Les demandes d'interconnexion spécifient la capacité d'interconnexion maximale d'un projet, mais la plupart des charges industrielles fonctionnent en

dessous de cette capacité maximale. Pour refléter ce fait, nous avons appliqué différents facteurs d'utilisation de la demande à différents types de projets dans la liste d'attente. Le facteur d'utilisation de la demande mesure comment la charge moyenne d'un utilisateur industriel se compare à sa charge de pointe au cours d'une année donnée. Le Tableau 3 présente nos hypothèses concernant les facteurs d'utilisation de la demande pour différents types de projets.

Étape 3 : Pour la dernière étape, nous comparons les résultats de l'étape 1 et de l'étape 2, afin de déterminer l'écart de planification de la demande industrielle de la juridiction.

TABLEAU 3 :

HYPOTHÈSES RELATIVES AU FACTEUR D'UTILISATION DE LA DEMANDE POUR LES PROJETS INDUSTRIELS

Type de charge industrielle	Facteur d'utilisation de la demande	Justification et sources
Centres de données	Facteur de charge de 80 %	Les centres de données fonctionnent en continu, avec une charge serveur de base élevée et des besoins en refroidissement étroitement corrélés à la charge TI. Les installations dédiées à l'IA présentent généralement des facteurs d'utilisation de la demande inférieurs à leurs taux d'utilisation des serveurs . Les données réelles publiées montrent que les facteurs de charge des centres de données varient entre 67 et 90 % .
Stockage par batteries	20 %	Lorsqu'elles sont chargées à partir du réseau, les batteries sont considérées comme une charge. Nous avons utilisé l'hypothèse, basée sur les données de la base de données NREL (Annual Technology Baseline) , qu'une batterie de grande capacité se recharge une fois par jour. Nous avons supposé que les batteries installées ont une autonomie de 4 heures et un rendement aller-retour de 85 %. Le facteur de charge estimé est donc de $4/24 \times 0,85 = 19,6 \%$, arrondi à 20 %.
Autres charges industrielles	Facteur de charge de 90 %	Les sites de production et les grandes installations industrielles (telles que les fonderies, les raffineries et les usines de pâte à papier) présentent des facteurs de charge élevés et constants et optimisent généralement leur consommation au fil du temps.

Notation :

Étant donné que la taille absolue de l'écart de planification varie grandement d'une juridiction à l'autre, nous avons calculé le score final pour chaque juridiction en fonction du ratio entre l'écart de planification et le plan officiel du réseau. Ainsi, un ratio plus élevé indique un écart plus important par rapport à la projection de la demande du plan de réseau et entraîne un score global plus faible. Inversement, un ratio plus faible indique un écart de planification plus faible et donne un score plus élevé. Le Tableau 4 illustre le score final calculé selon ce ratio. Le Tableau 5 répertorie toutes les sources.

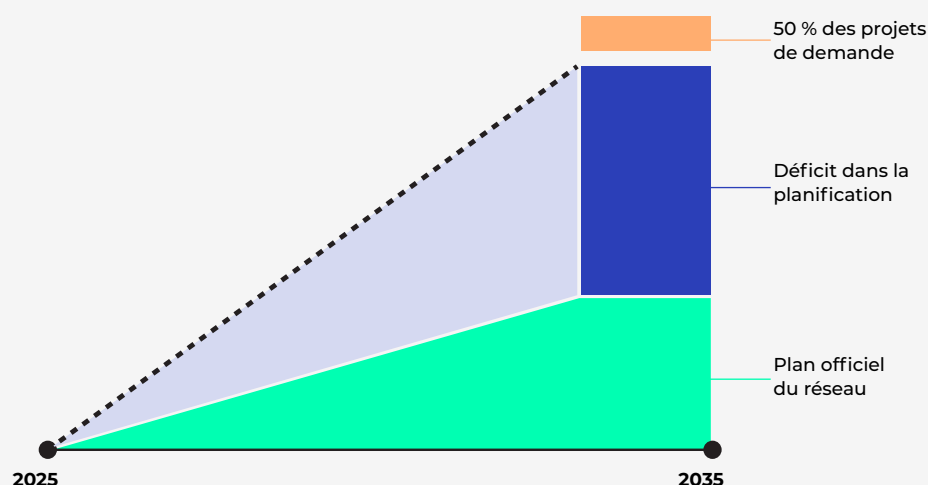


TABLEAU 4 :

ÉVALUATION DE L'INDICATEUR DE PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE

Ratio entre l'écart de planification et la demande projetée dans le plan officiel du réseau	Score de l'évaluation
> 10	1 (= faible adéquation de la planification énergétique)
5 à 10	2
2 à 5	3
1,5 à 2	4
Moins de 1,5	5 (= grande adéquation de la planification énergétique)

Sources :

Le Tableau 5 montre les sources de données utilisées pour cette analyse dans les dix juridictions.

TABLEAU 5 :

SOURCES DE DONNÉES UTILISÉES POUR L'INDICATEUR DE PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE

Juridiction	Données historiques	Plan du réseau	Liste d'attente des projets
Alberta	Statistique Canada. Tableau 25-10-0030-01	AESO 2024 LTO	Liste des projets de l'AESO (en février 2026)
Ontario		IESO 2025 APO1 - Données du module de prévision de la demande	Document technique sur les grandes charges par palier 2025
Colombie-Britannique		BC Hydro 2025 IRP - Tableaux A3, A4	Évaluations de projets individuels à partir de l'inventaire des grands projets
Québec		Hydro-Québec - État d'avancement 2025 - Table 2.1	Lettre d'Hydro-Québec en réponse à une demande d'accès à l'information.
Allemagne	De Statistis Tableau 43531-0001	Plan de développement du réseau 2037/2045	Liste des demandes de raccordement de charge
État du Texas	Energy Information Administration — Profils de l'État	ERCOT Prévision de charge	ERCOT prévision de charge, ajustements de la méthodologie de prévision de charge
État de Washington		Stratégie énergétique de l'État de Washington 2021	
Norvège	Statistiques Norvège - Tableau 14489	Analyse de marché à long terme de Statnett 2024-2050	Étude de flexibilité
Royaume-Uni	Recueil des statistiques de l'énergie du Royaume-Uni (DUKES) 2025 - Tableau 1.1.5	Scénarios énergétiques futurs : trajectoires vers la carboneutralité (novembre 2025)	Résultats de connexion détaillés de NESO (janvier 2026)
Nouvelle-Galles du Sud	Département du changement climatique, de l'énergie, de l'environnement et de l'eau, Statistiques sur l'énergie en Australie, Tableau G	AEMO 2025 - Déclaration des possibilités en électricité (ESOO)	Liste des principaux projets

Limitations :

Cet indicateur offre un instantané de l'écart de planification à un moment précis. En réalité, la liste d'attente des projets (et donc l'écart de planification) augmente chaque fois qu'un projet est ajouté à la liste d'attente et diminue lorsqu'un projet est annulé. Nous avons tenu compte des annulations de projets prévues en supposant un taux d'annulation uniforme de 50 % pour tous les projets en attente, mais nous n'avons pas anticipé les ajouts futurs à la liste d'attente. Par conséquent, les écarts de planification identifiés sont probablement sous-estimés.

De même, le manque de données transparentes entre les juridictions ne nous a pas permis de prendre en compte les différents niveaux de maturité des projets dans la liste d'attente relative à la charge électrique industrielle. Si ces renseignements avaient été disponibles, nous aurions pu attribuer un degré de

¹ Le document APO 2026 a été publié après la réalisation de cette analyse.

certitude plus élevée aux projets les plus avancés dans la liste d'attente, au lieu de supposer un taux d'annulation fixe de 50 % pour l'ensemble des projets.

Enfin, les juridictions appliquent des processus différents pour l'organisation de leur liste d'attente. Certaines juridictions appliquent le principe du « premier arrivé, premier servi » pour la constitution de leur liste d'attente. D'autres privilégient les projets les plus rapidement prêts, tandis que d'autres encore peuvent hiérarchiser les priorités selon le type de projet (par exemple, le Québec a imposé des [limites sur la charge pour le minage de cryptomonnaies](#), et l'Alberta a plafonné le [nombre de centres de données raccordés au réseau](#)). Encore une fois, en raison d'un manque de données sur l'impact de ces différences, particulièrement en raison de la relative nouveauté des changements apportés à de nombreux systèmes de gestion des listes d'attente, nous n'en avons pas tenu compte. Nous reconnaissons toutefois que le processus concurrentiel de gestion des files d'attente en vigueur au Québec depuis 2023 a pu influencer leurs résultats.

Indicateur 2 :

Planification de réseaux flexibles

L'objectif de cet indicateur est de mieux comprendre dans quelle mesure les juridictions développent des réseaux électriques modernes et flexibles. Pour ce faire, nous avons évalué dans quelle mesure chaque juridiction a augmenté la flexibilité de son réseau au cours des cinq dernières années, en parallèle avec la croissance de la production d'énergie solaire et éolienne.

Évolution de la flexibilité des réseaux non hydroélectriques (2019-2024)

Pour chaque juridiction, nous avons estimé la flexibilité totale du réseau en 2019 et 2024 en additionnant la capacité flexible, en MW, provenant de cinq sources :

- ▶ **Production hydroélectrique** : Les barrages hydroélectriques ont la capacité d'augmenter très rapidement leur production pour répondre à une croissance de la demande. De manière générale, les barrages ne fonctionnent pas au maximum de leur capacité de production d'électricité, ce qui leur confère une flexibilité intrinsèque pour ajuster la production en fonction des variations des conditions du réseau, tant au cours d'une heure donnée que selon les saisons.
- ▶ **Gaz naturel flexible** : Cela inclut la capacité flexible des centrales à gaz à cycle simple, également appelées centrales de pointe, qui augmentent leur production pour répondre aux pics de demande de courte durée. Dans notre analyse, nous avons également inclus la capacité flexible fournie par d'autres technologies de combustion à montée en puissance rapide, telles que les moteurs alternatifs alimentés au gaz naturel, au mazout ou au diesel, lorsque les données étaient disponibles. Nous n'avons pas inclus les technologies à vapeur, telles que les centrales à gaz à cycle combiné, car elles sont souvent [moins flexibles que les centrales à cycle simple](#).
- ▶ **Stockage** : Nous avons inclus la capacité flexible de tous les types de stockage d'énergie, tels que les batteries, le pompage-turbinage et le stockage hydroélectrique.
- ▶ **Importations par le biais d'interconnexions** : Les exploitants de réseau utilisent fréquemment les importations d'électricité en provenance des juridictions voisines pour accroître l'offre dans leur réseau en période de forte demande. Nous avons ajusté la capacité d'importation théorique totale d'une juridiction pour tenir compte des limitations techniques ou réglementaires qui peuvent survenir en pratique.

- **Gestion de la demande** : La gestion de la demande fait référence à la capacité des consommateurs d'électricité (industriels, commerciaux ou résidentiels) à réduire ou à décaler volontairement leur consommation en fonction de l'état du réseau ou des fluctuations des prix. Plutôt que d'augmenter l'approvisionnement disponible, elle réduit la charge que le réseau doit alimenter lors des pics de consommation. Elle peut se substituer au déploiement de capacités de production supplémentaires, ou le compléter, pendant les périodes de pointe. Les programmes de gestion de la demande prennent diverses formes (voir l'[Indicateur 5 : Modernisation des tarifs industriels](#) pour de plus amples renseignements).

Comme ces cinq types de capacité flexible ne sont pas disponibles à leur pleine capacité tout au long de l'année, nous avons ajusté chacun d'eux en fonction d'un facteur de disponibilité propre à chaque technologie. Nous nous sommes appuyés sur le travail effectué par l'[Institut Pembina](#) pour tenir compte de la variabilité des facteurs de disponibilité, en utilisant les données de disponibilité publiées dans le [rapport statistique de l'AESO](#) et la [modélisation réalisée par E3 pour l'AESO](#).

Nous avons calculé la capacité flexible utilisable en multipliant la capacité totale de chaque source par les facteurs de disponibilité suivants :

TABLEAU 6 :

FACTEURS DE DISPONIBILITÉ DE LA FLEXIBILITÉ PAR TYPE (POUR LE CALCUL DE LA MARGE DE RÉSERVE UNIQUEMENT)

Type de flexibilité	Facteur de disponibilité (en pourcentage)	Source
Production hydroélectrique	67	Étude par E3
Importations par le biais d'interconnexions	50	
Gaz flexible	70	AESO
Stockage	95	
Gestion de la demande	50	

Nous avons supposé que ces facteurs de disponibilité étaient constants dans toutes les juridictions et au fil du temps. Enfin, nous avons regroupé les résultats par type de flexibilité dans les six juridictions non hydroélectriques, afin de déterminer la croissance de la flexibilité du réseau par type entre 2019 et 2024.

Capacité flexible par rapport à la demande de pointe

Pour évaluer et comparer la pertinence de la planification de la flexibilité des juridictions, nous avons suivi les étapes suivantes :

- Étape 1 :** Calculer la flexibilité totale disponible (en MW) de la section précédente pour chaque juridiction.
- Étape 2 :** Déterminer la demande de pointe (en MW) pour chaque juridiction pour les années 2019 et 2024.
- Étape 3 :** Diviser la capacité disponible pour chaque année par la demande de pointe.
- Étape 4 :** Déterminer la part de la capacité solaire et éolienne par rapport à la capacité de production installée totale de chaque juridiction pour les années 2019 et 2024.

Nous avons ensuite cartographié le niveau et la trajectoire de la capacité de flexibilité de chaque juridiction (normalisée par la demande de pointe) en fonction de la part du solaire et de l'éolien entre 2019 et 2024.

Notation :

Nous avons combiné les scores des étapes 3 et 4 ci-dessus pour obtenir un score d'évaluation final pour chaque juridiction. Les juridictions qui ont adapté leur flexibilité en fonction de la demande croissante et de l'augmentation de la production éolienne et solaire ont obtenu les meilleurs scores. Voir Tableau 7.

TABLEAU 7 :

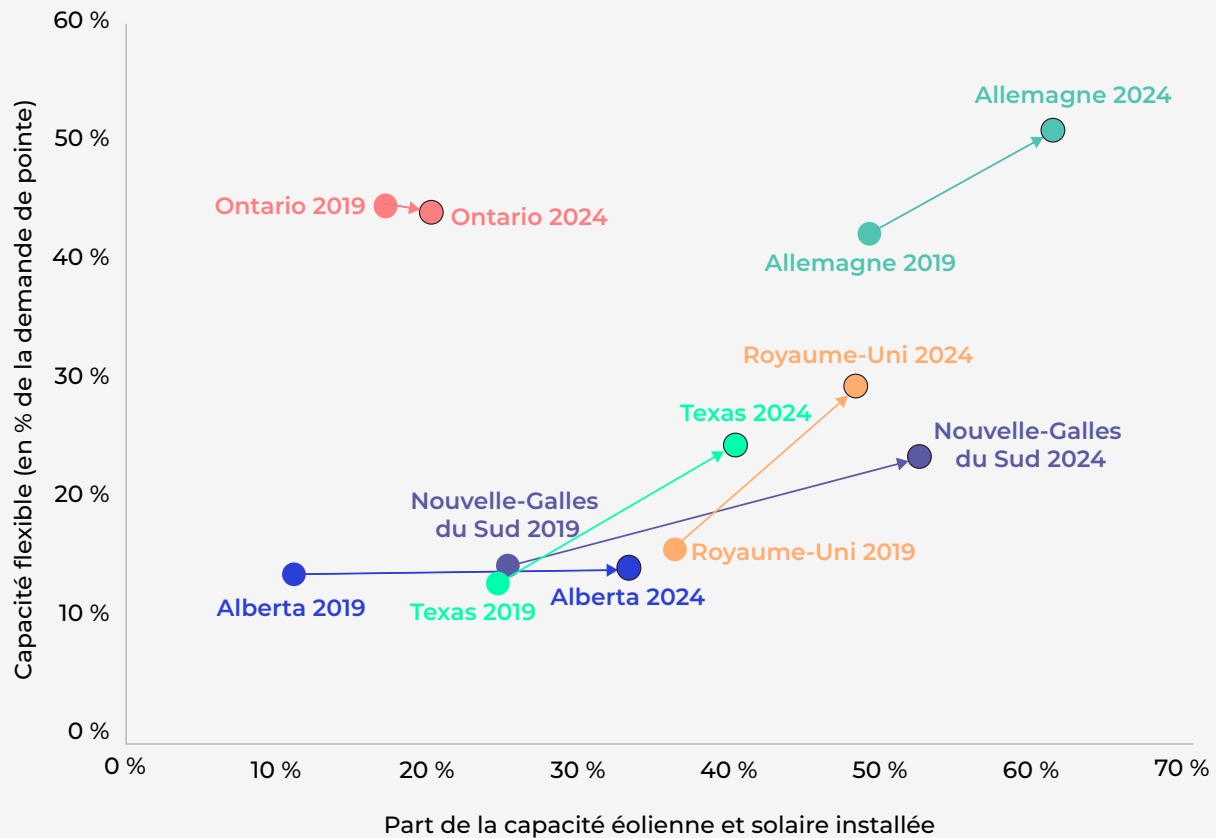
ÉVALUATION DE L'INDICATEUR DE PLANIFICATION DE LA FLEXIBILITÉ

Niveau de flexibilité : Capacité flexible (pourcentage de la demande de pointe) 2019-2024	Sens de l'évolution : La flexibilité augmente-t-elle proportionnellement aux énergies renouvelables?	Score de l'évaluation
< 20	Plate ou décroissante	1 (= faible adéquation de la planification de la flexibilité)
20 à 25	Faible croissance	2
25 à 30	Croissance modérée	3
30 à 40	Forte croissance	4
> 40	Croissance de la flexibilité dépassant la croissance des énergies renouvelables	5 (= grande adéquation de la planification de la flexibilité)

La Figure 1 met en évidence les différentes directions de croissance de la flexibilité dans les six juridictions.

FIGURE 1:

ÉVOLUTION DE LA FLEXIBILITÉ POUR CHAQUE JURIDICTION AU FIL DU TEMPS, EN FONCTION DE LA DEMANDE DE POINTE ET DE L'ÉVOLUTION DE LEUR PART CHANGEANTE D'ÉNERGIE ÉOLIENNE ET SOLAIRE INSTALLÉE.



Sources :

Pour cette analyse, nous avons recueilli des données provenant de diverses sources dans toutes les juridictions (Tableau 8). L'année est indiquée pour les sources dont les données de 2019 diffèrent de celles de 2024, afin de préciser la provenance des données pour chaque année.

TABLEAU 8 :

SOURCES DE DONNÉES POUR L'ANALYSE DE LA FLEXIBILITÉ

Jurisdiction	Hydroélectricité, gaz flexible	Stockage	Importations par le biais d'interconnexions	Gestion de la demande	Demande de pointe
Alberta	AESO market statistics reports	CanRea 2025 report	AESO	NERC	
Ontario	IESO Year-End data		IESO (2019), IESO (2024)		
État du Texas	EIA State-Level Electricity Tables		NERC		
Royaume-Uni	Plant capacity: (DUKES 5.7)	UK House of commons Library (2024); UK Energy Storage Road map (2019)	UK department of Business, Energy and Industrial Strategy (2019); UK Government (2024)		
Allemagne	Power Plant List	SMARD	ENTSO-e	n/a (no data found)	2019, 2024
Nouvelle-Galles du Sud	Open electricity portal		AEMO	AEMO	Australia Energy Regulator

Limitations :

N'ayant pas trouvé de projections de croissance fiables dans toutes les juridictions pour 2030 ou 2035 concernant les cinq sources de flexibilité, nous avons fondé cet indicateur sur des données historiques. Toutefois, pour compenser cette limitation, nous avons discuté des changements futurs connus de la capacité de flexibilité de chaque juridiction dans le texte du rapport principal.

Indicateur 3 :

Planification du transport d'électricité

L'objectif de cet indicateur est de mieux comprendre la capacité du réseau électrique d'une juridiction à acheminer l'électricité de son lieu de production à son lieu de consommation et d'identifier dans quelle mesure les contraintes de transport limitent cette capacité, entraînant ainsi des pertes et du gaspillage. Une meilleure planification du transport de l'électricité augmente la capacité d'un réseau à relier l'offre et la demande, réduisant ainsi le gaspillage.

Les pertes observées au cours des cinq dernières années constituent une mesure essentielle pour cet indicateur. Ces données sont accessibles au public dans l'ensemble des juridictions visées par notre étude (à l'exception de l'Ontario, voir ci-dessous).

Les pertes sont mesurées en pourcentage de l'énergie gaspillée dans la production totale. Autrement dit, il s'agit du ratio entre l'énergie solaire et éolienne (en MWh) produite, mais non distribuée aux clients, et la production totale d'énergie solaire et éolienne au cours d'une année donnée. Nous avons représenté graphiquement ces taux de limitation en fonction de la part de chaque juridiction dans la capacité solaire et éolienne pour chaque année de 2021 à 2025.

Cette approche nous a permis d'identifier les points d'inflexion des réseaux électriques des dix juridictions étudiées. Au-delà de ces points d'inflexion, la quantité d'énergie gaspillée augmentait rapidement. Un certain niveau de limitation est non seulement inévitable, mais peut aussi être [économiquement optimal, comme observé dans la plupart des réseaux](#). Cependant, une augmentation rapide révèle une contrainte structurelle du réseau.

Estimation des réductions de production en Ontario

Comme l'Ontario ne publie pas de données sur les réductions de production au-delà de 2022, nous avons estimé indirectement ces réductions à partir de la production excédentaire de base (PEB²) déclarée et des conditions horaires du réseau susceptibles de coïncider avec des épisodes de réduction. Dunsky Energy + Climate Advisors nous a accompagnés dans cette démarche.

² La PEB se produit lorsque la production d'électricité des centrales de base dépasse la demande ontarienne.

Étape 1 : Définir les conditions propices aux réductions : Nous avons supposé que la réduction était probable lorsque trois conditions étaient réunies :

- ▶ Le prix horaire de l'énergie en Ontario (PHEO) était égal ou proche de zéro.
- ▶ La capacité d'interconnexion pour l'exportation était pleinement utilisée.
- ▶ La demande horaire d'électricité de l'Ontario était entièrement satisfaite.

Lorsque ces trois conditions sont réunies, le réseau présente un excédent de production sans débouchés—la situation qui détermine l'apparition d'une réduction de production.

Étape 2 : Appliquer les conditions sur plusieurs années : Pour chaque année de la période d'étude, nous avons calculé la part des heures au cours desquelles les trois conditions étaient remplies simultanément. Ce pourcentage a servi d'indicateur du taux de réduction de production pour l'année concernée.

Étape 3 : Valider par rapport à un indice de référence : Nous avons comparé nos résultats aux données de réduction de production publiées pour les années 2021 et 2022. Cela était particulièrement important, car les conditions de l'étape 1 étaient axées sur les contraintes à l'échelle du réseau plutôt que sur des problèmes localisés.

Nous avons comparé nos estimations (A), en MWh, aux totaux de réduction publiés (C) pour 2021 et 2022, la réduction totale étant calculée comme $C = A + B$. L'écart, qui inclut la réduction de production localisée (B), variait de 3 à 9 % de A. Nous avons appliqué la limite inférieure comme correction fixe, ce qui donne $C = A \times 1,03$ (par exemple, $1\,000\text{ GWh} \times 1,03 = 1\,030\text{ GWh}$). Nous avons ensuite divisé C par la demande annuelle totale (E) pour exprimer la réduction de production en pourcentage de l'offre : $D = C / E$ (par exemple, $1\,030 / 150\,000\text{ GWh} \approx 0,69\%$). D est le chiffre indiqué pour chaque année de la période d'étude.

Scoring:

L'emplacement du point d'inflexion et la trajectoire globale de l'énergie gaspillée entre 2021 et 2025 ont éclairé notre évaluation de la qualité de la planification du réseau de transport d'électricité d'une juridiction. Un score d'évaluation élevé indique une meilleure planification, tandis qu'un score plus faible indique une planification moins adéquate du réseau de transport (Tableau 9).

TABLEAU 9 :

ÉVALUATION DE L'INDICATEUR DE PLANIFICATION DE LA FLEXIBILITÉ

Part de l'énergie gaspillée (en pourcentage)	Part de la capacité solaire et éolienne à laquelle le point d'inflexion se produit	Score de l'évaluation
-	Pas de point d'inflexion	Sans objet
> 15	< 20	1 (= faible adéquation de la planification de la flexibilité)
15 à 12	20 à 30	2
12 à 8	30 à 40	3
8 à 5	40 à 50	4
< 5	> 50 ou tendance inversée de l'augmentation du gaspillage d'énergie	5 (= grande adéquation de la planification de la flexibilité)

Sources :

Le Tableau 10 énumère les sources de données que nous avons utilisées pour cette mesure.

TABLEAU 10 :

SOURCES DE DONNÉES POUR L'INDICATEUR DE PLANIFICATION DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Juridiction	Capacité solaire et éolienne	Réduction de production	Notes
Alberta	Statistique Canada. Tableau 25-10-0022-01	Administrateur de la surveillance des marchés - Rapports trimestriels	Aucune donnée sur les réductions de production avant 2022
Ontario		Voir calcul	
Québec		Aucune donnée disponible	En raison de la faible part de l'énergie solaire et éolienne dans ces juridictions, nous avons constaté que les valeurs de réduction de production sont probablement faibles. Nous avons trouvé des preuves qu'à Washington, par exemple, la réduction de production entre 2008 et 2024 était de 0,17 %.
Colombie-Britannique			
Norvège			
État de Washington	Profil électrique au niveau de l'État de l'EIA - Tableau 4A	Étude Grid Lab (mars 2025)	
État du Texas	Profil électrique au niveau de l'État de l'EIA - Tableau 4A	Rapport sur l'état du marché - ERCOT	
Nouvelle-Galles du Sud	Portail ouvert de l'électricité		
Allemagne	SMARD	SMARD	
Royaume-Uni	Recueil des statistiques de l'énergie du Royaume-Uni (DUKES) 2025 - Tableau 5.2	NESO - Rapport sur les coûts d'équilibrage 2024/2025	

Limitations :

Une mesure plus complète des contraintes de transport d'électricité intégrerait les coûts de réduction de production et la proportion d'heures où les prix de l'électricité chutent à des niveaux bas ou négatifs—deux indicateurs de tension sur le réseau. Les données relatives à ces éléments n'étant pas disponibles dans toutes les juridictions, les réductions de production observées constituent le principal indicateur. Lorsque des données sur les coûts de réduction de production étaient disponibles, elles étaient souvent présentées comme un agrégat à l'échelle du réseau plutôt que spécifiquement attribuées aux réductions de production, ce qui rendait la comparaison directe peu fiable. Les futures versions de cet indicateur pourraient intégrer ces éléments supplémentaires à mesure que les pratiques de déclaration mûrissent.

De nouvelles méthodes de mesure des contraintes de transport émergent également dans certains des réseaux étudiés. Certaines juridictions, comme l'Ontario, ont récemment introduit une tarification marginale de localisation. Il s'agit d'une méthode de tarification de l'électricité qui varie selon l'emplacement sur le réseau, rendant les goulots d'étranglement du transport d'électricité directement visibles dans les signaux de prix. Les données initiales mettent en évidence les goulots d'étranglement du réseau à un moment donné, mais elles sont trop nouvelles pour constituer un indicateur fiable pour cette étude et ne sont pas comparables entre les réseaux qui ne disposent pas d'un tel signal.

Investissements dans le réseau de transport d'électricité

Le chiffre relatif aux investissements dans le réseau de transport d'électricité comprenait les coûts des plans d'investissement accessibles au public pour le transport d'électricité jusqu'en 2035. Dans la mesure du possible, nous avons exclu les investissements dans le réseau de distribution et les autres coûts d'exploitation des actifs existants. Les données sur les coûts déclarées dans d'autres devises ont été converties en dollars canadiens selon les [taux de change de la Banque du Canada](#). Le Tableau 11 résume les sources de données utilisées.

TABLEAU 11 :

SOURCES D'INVESTISSEMENT DANS LE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Juridiction	Investissements totaux	Taille du réseau de transport d'électricité (circuits-KMS)	Notes
Alberta	Plan de transport d'électricité à long terme 2025 de l'AESO	AESO	
Colombie-Britannique	Plan de service 2026-2029 de BC Hydro	BC Hydro	Nous avons supposé un niveau d'investissement similaire pour les années 2030 à 2035, en se fondant sur les dépenses moyennes des années 2026 à 2029. Nous avons supposé que 40 % des investissements seraient consacrés au transport d'électricité et 60 % à la distribution. Nous avons supposé que l'investissement total pour le projet NCTL atteindrait 6 milliards d'ici 2035.
Ontario	Hydro One	Hydro One	Nous avons supposé que 5 000 kilomètres de réseau de transport supplémentaires sont gérés par des tiers autres qu'Hydro One.
Québec	Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec	Alimentation et télécommunications	
État du Texas	Plan régional de transport 2024 d'ERCOT	ERCOT	
Royaume-Uni	NESO - Au-delà de 2030	Réseau national	
Allemagne	Plan de développement du réseau électricité	netztransparenz.de	
Norvège	Plan de développement du réseau 2025 de Statnett	Données énergétiques sur la Norvège	
Nouvelle-Galles du Sud	Transgrid - Projets de transport d'électricité	Transgrid	
État de Washington	Bonneville Power Administration - Rapport annuel 2025	Bonneville Power Administration	

Indicateur 4 :

Approvisionnement en électricité

L'objectif de cet indicateur est de mieux comprendre dans quelle mesure les conditions d'approvisionnement en électricité des dix juridictions offrent aux investisseurs en énergie renouvelable un accès prévisible au marché, un volume de marché important et une stabilité des prix. À la lumière d'entrevues avec des experts, notamment avec des producteurs d'énergie renouvelable, nous avons identifié que l'accès au marché, un volume suffisant et une stabilité des prix sont des critères essentiels pour les investisseurs.

Pour examiner et comparer les conditions d'approvisionnement en électricité dans les dix juridictions étudiées, nous avons d'abord distingué les juridictions ayant des marchés de l'électricité fondés sur l'approvisionnement et celles ayant des marchés ouverts (Tableau 12). Dans les marchés fondés sur l'approvisionnement, les producteurs ne peuvent entrer sur le marché pour vendre de l'électricité que lorsqu'un organisme adjudicateur (par exemple, une société d'État, un exploitant de réseau ou un gouvernement) lance des appels d'approvisionnement pour de nouvelles installations de production. Sur les marchés ouverts, les producteurs peuvent construire de nouvelles installations de production et se raccorder au réseau quand ils le souhaitent, à condition d'obtenir les permis nécessaires. Le tableau suivant indique à quel groupe appartient chaque juridiction et pourquoi.

TABLEAU 12 :

MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ FONDÉS SUR LA PASSATION DE MARCHÉS VS MARCHÉS OUVERTS

Réseaux fondés sur la passation de marchés	
Colombie-Britannique	BC Hydro est l'autorité principale chargée de lancer les appels d'offres et de gérer les contrats. FortisBC est également habilitée à lancer des appels d'offres et à gérer des contrats, mais n'a lancé son premier appel d'offres qu'en 2025, et celui-ci est toujours en cours.
Ontario	IESO est l'autorité chargée de lancer des appels d'offres et à gérer les contrats, et ce, sous la direction du gouvernement de l'Ontario.
Norvège	Le gouvernement de la Norvège est l'autorité chargée de lancer les appels d'offres pour la production d'électricité et de gérer les contrats.
État de Washington	Les services publics indépendants sont habilités à lancer des appels d'offres « au besoin » et à gérer leurs propres contrats.
Québec	Hydro-Québec est l'autorité chargée de lancer les appels d'offres et de gérer les contrats.

Réseaux fondés sur la passation de marchés

Nouvelle-Galles du Sud	Comme la Nouvelle-Galles du Sud est connectée au réseau électrique national australien, les appels d'offres sont lancés à deux niveaux : étatique et national. Les deux paliers gouvernementaux coordonnent leurs actions, afin d'éviter que deux appels d'offres ne soient lancés simultanément. L'AEMO lance des appels d'offres aux deux niveaux, les contrats étant signés soit par le Financial Trustee (Equity Trustees LTD) (au niveau de l'État), soit par le gouvernement du Commonwealth (au niveau national).
Allemagne	L'Agence fédérale des réseaux (Bundesnetzagentur) est l'autorité chargée de lancer les appels d'offres, de sélectionner les soumissionnaires et d'informer les soumissionnaires retenus de l'attribution d'un marché (« Zuschlag »). Les exploitants de réseau de transport d'électricité sont alors tenus de payer aux soumissionnaires retenus les prix du marché. Les exploitants de réseau de transport d'électricité collaborent avec le gouvernement fédéral pour équilibrer toute différence entre le prix du marché et le prix d'exercice dans la soumission approuvée.
Royaume-Uni	Les cycles d'attribution des contrats de couverture des fluctuations (CFD) au Royaume-Uni sont gérés par l'exploitant du réseau électrique national (NGS), la Low Carbon Contracts Company, signant et gérant les contrats qui en résultent.

Marchés ouverts

Alberta	Les producteurs d'électricité indépendants peuvent construire à tout moment, mais ils doivent d'abord soumettre une demande de raccordement à l'Alberta Electric System Operator (AESO), puis obtenir l'approbation de l'Alberta Utilities Commission (AUC).
État du Texas	Les producteurs d'électricité indépendants peuvent construire quand ils le souhaitent, mais ils doivent d'abord soumettre une demande de raccordement à l'Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) et obtenir les permis nécessaires auprès de différentes agences spécialisées.

Accès aux marchés

L'accès au marché est défini comme la fréquence à laquelle de nouveaux producteurs d'énergie renouvelable peuvent entrer sur le marché et vendre de l'électricité au réseau. Pour les réseaux fondés sur la passation de marchés, où l'entrée est contrôlée par des agences d'approvisionnement, nous avons examiné les sites Web des services publics de la Couronne, des exploitants de réseaux et des gouvernements, afin de documenter tous les appels d'approvisionnement tenus au cours des cinq dernières années jusqu'en avril 2026. Le [calendrier d'approvisionnement de CanREA](#) a servi de point de départ pour identifier les appels d'offres dans les provinces et territoires canadiens. Nous avons ensuite calculé la fréquence des achats observée, c'est-à-dire l'intervalle de temps entre deux appels d'offres. Nous avons ensuite défini trois catégories de fréquence d'approvisionnement observée pour les réseaux fondés sur la passation de marchés :

- ▶ Au besoin ou sporadiquement
- ▶ Tous les deux à trois ans
- ▶ Annuellement ou plus fréquemment

Nous avons automatiquement classé les juridictions à marché ouvert dans la troisième catégorie (annuellement ou plus fréquemment).

Enfin, nous avons attribué à ces trois catégories un score de 1 à 5, un score de 1 indiquant des achats sporadiques et, par conséquent, un faible accès au marché. En revanche, une juridiction ayant passé des achats annuels ou plus fréquents a reçu un score de 5, ce qui témoigne d'un accès élevé au marché pour les producteurs d'énergie renouvelable. Le Tableau 13 présente un aperçu du système de notation.

TABLEAU 13 :

ÉVALUATION DE L'ACCÈS AU MARCHÉ DANS LES DIFFÉRENTES JURIDICTIONS

Fréquence d'approvisionnement observée au cours des cinq dernières années	Score d'évaluation de l'accès au marché d'une juridiction
Sporadique	1 (= faible degré d'accès au marché)
Tous les 2-3 ans	3
Annuellement ou plus fréquemment	5 (= degré élevé d'accès au marché)

Volume du marché

Nous avons défini le volume du marché d'une juridiction comme étant la nouvelle capacité d'électricité renouvelable (MW) ajoutée au réseau au cours d'une année donnée.

Pour calculer le volume du marché dans les réseaux fondés sur la passation de marchés, nous avons calculé la moyenne des objectifs d'approvisionnement totaux pour tous les appels de nouvelles installations de production au cours des cinq dernières années.

Pour les marchés ouverts, nous avons fait la moyenne de la nouvelle production annuelle d'électricité renouvelable (solaire et éolienne uniquement) raccordée au réseau au cours des cinq dernières années. Nous avons recueilli des données sur les ajouts annuels de capacité renouvelable à partir des statistiques des exploitants de réseau, comme les [Statistiques de marché d'AESO](#).

Nous avons constaté que le volume du marché varie considérablement entre les dix juridictions. Nous avons utilisé les catégories présentées dans le Tableau 14 pour représenter la répartition des volumes du marché entre les juridictions. Étant donné que les volumes d'approvisionnement plus importants sont plus attrayants pour les investisseurs, les juridictions de la catégorie présentant les volumes d'approvisionnement les plus importants ont reçu un score de 5, tandis que celles de la catégorie présentant les volumes les plus faibles ont reçu un score de 1.

TABLEAU 14 :

ÉVALUATION DU VOLUME DU MARCHÉ DANS LES DIFFÉRENTES JURIDICTIONS

Approvisionnement moyen ou approvisionnement nouvellement raccordé au cours des cinq dernières années (MW)	Score d'évaluation du volume du marché d'une juridiction
≤ 200	1 (= volume du marché faible)
201 à 600	2
601 à 1000	3
1001 à 1400	4
1401 à 7800	5 (= volume du marché élevé)

Certitude des prix

La certitude des prix est définie comme la capacité des producteurs d'électricité renouvelable à prévoir le prix qu'ils recevront pour l'électricité produite tout au long de la durée de vie d'un projet. Cette certitude dépend largement du type de contrat utilisé par les acheteurs d'électricité (organismes publics ou entreprises privées) pour s'approvisionner auprès des producteurs.

Le Tableau 15 présente les différents types de contrats et notre évaluation de la certitude des prix que chaque type de contrat offre pour les producteurs.

TABLEAU 15 :

CLASSIFICATION DES CONTRATS SELON LA CERTITUDE DES PRIX

Type de contrat	Notes	Score d'évaluation de la certitude des prix pour les producteurs
Marché au comptant	Les producteurs vendent sur les marchés de gros de l'électricité, où les prix fluctuent en fonction des cours du marché.	1 (= faible certitude de prix)
Contrats d'achat d'électricité (CAE) directs	Les producteurs vendent à un prix prédéterminé à des entreprises, mais ces contrats ont généralement des durées plus courtes (en moyenne 15 ans) et présentent un risque de contrepartie plus élevé.	3
Contrats d'achat d'électricité avec des services publics	Contrats à long terme entre producteurs et services publics, dans lesquels le producteur s'engage à fournir un volume fixe d'électricité à un prix convenu. Ces contrats ont généralement une durée de 20 à 30 ans, garantissant aux producteurs d'électricité des revenus stables et aux services publics des coûts d'approvisionnement stables.	5 (= certitude de prix élevée)
Contrats de couverture des fluctuations	Les contrats de couverture des fluctuations, généralement signés avec des gouvernements ou des exploitants de réseau, paient les producteurs lorsque le prix du marché est inférieur au prix convenu. Les contrats bilatéraux de couverture des fluctuations fonctionnent de la même manière, mais les producteurs remboursent lorsque le prix du marché est supérieur au prix convenu. Les contrats bilatéraux offrent aux investisseurs une certitude de prix égale à celle des contrats unilatéraux, mais avec un avantage supplémentaire pour les contribuables. Ces contrats ont généralement une durée de 15 à 20 ans.	5 (= certitude de prix élevée)

Afin d'évaluer la certitude des prix pour les producteurs d'énergie renouvelable dans une juridiction donnée, nous avons déterminé le principal type de contrat disponible pour les producteurs dans chaque juridiction, en fonction des données disponibles. Dans les réseaux fondés sur la passation de marchés, des renseignements sur les types de contrats offerts sont inclus dans les documents d'appel d'offres. Ces données sont moins accessibles dans les systèmes de marché ouvert, où l'électricité est généralement vendue par le biais de contrats bilatéraux entre les producteurs et les entreprises utilisatrices. Pour ces marchés, nous avons puisé des renseignements sur les types de contrats dans des bases de données de recherche, comme le [Business Renewable Centre](#), et dans des estimations provenant d'autres sources publiques.

Notation :

Pour évaluer le rendement global d'une juridiction en matière d'approvisionnement en électricité, nous avons calculé la moyenne de ses scores relatifs à l'accès au marché, au volume du marché et à la certitude des prix. Nous avons accordé une importance égale à ces trois conditions de marché, car les entretiens ont révélé qu'elles constituent, ensemble, des conditions favorables à l'investissement dans les énergies renouvelables. Dans la pratique, l'importance relative de chaque condition de passation de marché peut varier selon les investisseurs, en fonction du contexte politique de la juridiction et de l'appétit pour le risque des investisseurs.

TABEAU 16 :

SOURCES DE DONNÉES POUR L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

Juridiction	Source
Alberta	Statistiques de marché d'AESO sur la capacité renouvelable de l'Alberta
Colombie-Britannique	Appel d'offres de BC Hydro pour 2024 et 2025
Allemagne	Enchères de la Bundesnetzagentur (Agence fédérale des réseaux) 2020-2025
Norvège	Utsira Nord et Sørlige Nordsjø
Nouvelle-Galles du Sud	Ventes aux enchères d'AEMO Services Limited au niveau de la Nouvelle-Galles du Sud et du marché national de l'énergie 2020-2025
Ontario	Demande de propositions à long terme 2 de l'IESO 2025
Québec	Appel d'offres 2021-2025 d'Hydro-Québec
État du Texas	Changements de capacité d'ERCOT par type de carburant ensemble de données
Royaume-Uni	Département de la sécurité énergétique et du zéro net (DESNZ), gouvernement du Royaume-Uni, 2021-2025
État de Washington	Demandes de propositions indépendantes menées par les services publics sur une base de besoins, quelques exemples incluent Puget Sound Energy (2024), Avista (2025) et Grant County public Utility District (2024).

Limitations :

Quelques considérations méthodologiques et mises en garde qui influencent l'interprétation des résultats :

- ▶ Les données relatives aux approvisionnements ne sont prises en compte que jusqu'au 20 avril 2026. L'évaluation pour les provinces canadiennes peut changer rapidement, car certaines provinces ont récemment commencé à augmenter la fréquence de leurs appels d'approvisionnement (par exemple, la Colombie-Britannique et l'Ontario).
- ▶ L'attribution d'une pondération égale aux trois conditions du marché constitue une hypothèse simplificatrice. Les investisseurs ayant des profils de risque ou des priorités différents peuvent arriver à des conclusions différentes sur l'importance relative des trois conditions pour l'attractivité d'une juridiction.
- ▶ Nous n'avons considéré que le type de contrat dominant pour évaluer la certitude des prix pour les producteurs d'énergie renouvelable dans une juridiction donnée. Les juridictions offrant une variété de contrats aux producteurs peuvent attirer différents investisseurs ayant des profils de risque variés. Toutefois, cette valeur potentielle des juridictions offrant une diversité de types de contrats à différents investisseurs n'est pas prise en compte dans l'analyse.

Indicateur 5 :

Modernisation des tarifs industriels

L'objectif de cet indicateur est de mieux comprendre comment les juridictions tirent parti des incitatifs tarifaires industriels (remises ou paiements) pour réduire la demande sur le réseau électrique pendant les périodes de pointe. Dans le cas des industries à forte intensité énergétique dont les opérations sont flexibles, ces incitatifs peuvent se traduire par des réductions importantes des coûts annuels d'électricité, améliorant leur compétitivité et rendant les juridictions qui proposent de tels incitatifs plus attractifs pour les investissements industriels. À cette fin, nous avons identifié des programmes d'incitatifs tarifaires industriels dans les dix juridictions et identifié leurs répercussions sur les factures d'électricité industrielles et sur la demande de pointe du réseau (mesurée en MW réduits pendant les heures de pointe annuelles). La recherche et l'analyse ont été réalisées en partenariat avec Utilis Consulting.

Pour commencer cette analyse, nous avons identifié les programmes actuels d'incitatifs tarifaires industriels pour chaque juridiction. Nous avons examiné les documents de programme publiés par les services publics, les exploitants de réseaux, les organismes de réglementation et d'autres analyses de ces programmes par des tiers, afin de mieux comprendre leur fonctionnement.

Nous avons constaté que de nombreuses juridictions proposaient des programmes d'incitatifs tarifaires aux utilisateurs industriels. Notre analyse s'est concentrée sur les principaux programmes d'incitatifs tarifaires industriels de chaque juridiction visant le plus directement la réduction de la demande de pointe *annuelle*. En effet, les infrastructures électriques doivent être construites pour répondre à la demande de pointe annuelle, ce qui fait de la demande de pointe le principal facteur des coûts du réseau.

Nos recherches ont également montré que la réduction de la demande de pointe quotidienne ne réduit pas nécessairement la demande de pointe annuelle. Par exemple, des programmes tels que le temps d'utilisation, le prix marginal localisé et les marchés de capacité fournissent des signaux plus continus qui influencent les habitudes de consommation quotidienne tout au long de l'année, plutôt que de réduire les heures de pointe annuelles critiques qui entraînent les coûts du réseau. Pour cette raison, nous avons donné la priorité aux programmes axés sur les pics de demande annuels plutôt qu'à ces outils alternatifs.

Nous avons ensuite utilisé un cadre en trois étapes pour évaluer le programme principal de chaque juridiction en fonction de deux résultats : son effet sur la demande de pointe du réseau et son effet sur les factures d'électricité industrielles (voir les tableaux 17 et 18).

Étape 1 : Évaluer les répercussions individuellement. La plupart des juridictions ont publié des données quantitatives sur les réductions de la demande de pointe liées aux incitatifs tarifaires industriels. Toutefois, les données quantitatives sur les réductions moyennes de facture des industries participantes n'étaient pas accessibles au public pour de nombreuses juridictions. Lorsque de telles données n'étaient pas disponibles, nous avons estimé les répercussions en fonction des caractéristiques de conception de l'instrument de politique et de la documentation à l'appui.

Pour comparer les répercussions entre les juridictions, nous avons défini cinq fourchettes (en pourcentage) pour les réductions de la demande de pointe et les réductions des factures, respectivement. Nous avons défini ces fourchettes de manière à obtenir une répartition relativement homogène des juridictions, tout en assurant des distinctions importantes entre les valeurs. Étant donné que la demande de pointe et la réduction des factures ont des distributions différentes, les fourchettes de ces deux répercussions ne sont pas identiques.

Nous avons ensuite attribué à chacune des cinq fourchettes des scores d'évaluation sur une échelle de 1 à 5. Les réductions plus importantes de la demande de pointe ont reçu des scores plus élevés, car elles indiquent des avantages accrus pour le réseau grâce au programme d'incitatifs tarifaires industriels, tandis que les réductions plus importantes des factures industrielles ont reçu des scores plus élevés, car elles indiquent une compétitivité accrue pour les clients industriels (voir les tableaux 17 et 18).

TABEAU 17 :

ÉVALUATION DES RÉPERCUSSIONS DES PROGRAMMES D'INCITATIFS TARIFAIRES INDUSTRIELS SUR LA DEMANDE DE POINTE DU RÉSEAU DANS L'ENSEMBLE DES JURIDICTIONS

Réduction de la demande (en pourcentage) durant les heures de pointe annuelles maximales, résultant du principal programme d'incitatif tarifaire mis en place par une juridiction pour les utilisateurs industriels	Score de l'évaluation
0 à 3	1 (= faibles répercussions)
4 à 5	2
6 à 15	3
16 à 40	4
> 40	5 (= répercussions importantes)

TABLEAU 18 :

ÉVALUATION DES RÉPERCUSSIONS DES PROGRAMMES D'INCITATIFS TARIFAIRES INDUSTRIELS SUR LES FACTURES D'ÉLECTRICITÉ INDUSTRIELLES DANS L'ENSEMBLE DES JURIDICTIONS (ESTIMATION)

Évaluation	Pourcentage de réduction des factures (estimation)	Score de l'évaluation
Faibles (2)	~0	1 (= faibles répercussions)
Faibles/moyennes (4)	1 à 5	2
Moyennes (6)	6 à 10	3
Moyennes/importantes (8)	11 à 20	4
Importantes (10)	> 20	5 (= répercussions importantes)

Étape 2 : Vérifier la cohérence des répercussions. Nous avons évalué la cohérence entre les répercussions d'un programme sur la demande de pointe (c.-à-d. ses avantages à l'échelle du réseau) et son incidence sur les factures (c.-à-d. ses avantages pour les utilisateurs industriels). Idéalement, les avantages pour les utilisateurs industriels sont proportionnels aux avantages à l'échelle du réseau.

Pour ce faire, nous avons calculé la différence absolue entre les deux répercussions.

- ▶ Si la différence est de 3 ou plus, le programme reçoit une note combinée de **1**. Exemple : l'Allemagne : 4 (répercussion sur la facture industrielle) - 1 (répercussion sur le pic annuel du réseau) = 3 → **1**.
- ▶ Si la différence est inférieure à 3, nous passons à **l'étape 3**.
- ▶ Exemple : l'Alberta : 2 (répercussion sur la facture industrielle) - 2 (répercussion sur le pic annuel du réseau) = 0 → **Étape 3**.

Cette approche a permis de différencier les programmes fortement déséquilibrés de ceux qui avaient une répercussion plus équilibrée sur les pics de demande et la réduction des factures.

Étape 3 : Score basé sur la répercussion la plus faible. Si la différence était inférieure à 6 points, un score combiné a été attribué en fonction de la plus faible des deux valeurs. Les programmes devaient obtenir de bons résultats pour les deux répercussions pour recevoir un score élevé.

Si la plus basse des deux valeurs est	Attribuez un score de
Faibles (1)	2
Faibles/moyennes (2)	3
Moyennes (3)	4
Moyennes/importantes (4)	5
Importantes (5)	5

TABLEAU 19 :

RENDEMENT DES JURIDICTIONS EN MATIÈRE D'INCITATIFS TARIFAIRES POUR LA FLEXIBILITÉ INDUSTRIELLE

Juridiction	Programme de réduction de la demande de pointe industrielle	Réduction de la demande de pointe		Réduction des factures		Score combiné
		Pourcentage de réduction = réduction de la demande de pointe (MW) / Demande industrielle totale (MW)	Score	Pourcentage de réduction (estimation)	Score	1 = faible répercussion sur les incitatifs tarifaires industriels; 5 = répercussion importante sur les incitatifs tarifaires industriels
Alberta	12 Programme de gestion des pics de consommation simultanés	4	2	1-5	2	3
Allemagne	Charges de réseau individuelles (utilisation du réseau STROMNEV égale)	2	1	16-20	4	1
Ontario	Initiative de conservation industrielle	33	4	11-15	4	5
Québec	Option d'engagement de réponse à la demande d'Hydro-Québec	7	3	1-5	2	3
État du Texas	Programme de quatre pics coïncidents	1	1	1-5	2	2
Nouvelle-Galles du Sud	Schéma de réduction de la demande de pointe	6	3	1-5	2	3
Norvège	Contrats de charge interruptible entre l'industrie et un DSO (opérateur de réseau de distribution)	Les données agrégées sur les contrats de DSO ne sont pas publiquement disponibles. Cependant, l'étude de Statnett sur l'adéquation des capacités de 2015 suggère que 400 à 700 MW de charges interruptibles étaient disponibles en vertu de la réglementation tarifaire précédente, avant que de tels arrangements ne soient progressivement supprimés avec le passage à des tarifs non discriminatoires reflétant les coûts.	3*	Les données ne sont pas accessibles au public, car elles diffèrent selon les DSO. Un exemple peut être trouvé ici.	2*	3
Colombie-Britannique	Ne dispose pas de mesures incitatives spécifiques pour la réduction de la demande de pointe industrielle (c'est-à-dire en dehors des mécanismes standards tels que les primes de puissance ou la tarification au compteur horaire).					
État de Washington						
Royaume-Uni						

* selon les estimations

Limitations :

Cette approche ne prend en compte que le principal programme d'incitatif tarifaire industriel d'une juridiction, bien que de nombreuses juridictions offrent de multiples incitatifs susceptibles d'interagir et d'influencer le comportement des consommateurs d'électricité.

De plus, les répercussions précises sur les factures des incitatifs tarifaires industriels ne sont pas accessibles au public, de sorte que nous nous sommes appuyés sur une combinaison d'hypothèses théoriques et de renseignements qualitatifs pour estimer leurs effets.

Subventions croisées entre différents groupes de consommateurs

Nous avons utilisé des ratios coûts-revenus pour déterminer dans quelle mesure les groupes d'utilisateurs d'électricité paient plus ou moins que les coûts qu'ils engendrent pour le réseau.

Les coûts du réseau électrique sont répartis différemment selon les juridictions, mais la plupart des organismes de réglementation suivent un principe sous-jacent commun : les clients devraient payer les coûts qu'ils occasionnent au réseau. Ce principe, appelé causalité des coûts, s'applique à toutes les catégories de clients : résidentiels, commerciaux et industriels. Les organismes de réglementation évaluent généralement à quel point les tarifs s'alignent sur ce principe à l'aide d'un ratio revenus/coûts, qui compare les revenus perçus auprès de chaque catégorie de clients aux coûts que cette catégorie impose au réseau.

Lorsqu'une catégorie d'utilisateurs paie systématiquement plus ou moins que le coût du service, la différence est supportée par les autres usagers, un phénomène appelé subvention croisée. Un ratio recettes/coûts supérieur à 100 % signifie que ce groupe paie son électricité plus cher que le coût de sa distribution par le réseau, ce qui implique une subvention croisée de la part d'autres groupes d'utilisateurs. Inversement, un ratio inférieur à 100 % signifie que le groupe concerné reçoit des subventions croisées d'autres groupes. Un ratio de 100 % signifie que le groupe paie le coût équivalent de leur service (principe de causalité des coûts). Les variations de ce ratio reflètent l'importance accordée par les juridictions au principe de causalité des coûts.

Les ratios revenus-coûts sont généralement publiés dans les évaluations des programmes de services publics, les rapports des exploitants de réseaux ou les dépôts de documents réglementaires. Nous avons utilisé ces sources pour réaliser cette analyse. Nous avons constaté que la Nouvelle-Galles du Sud, la Norvège et le Royaume-Uni abordent la répartition des coûts différemment des calculs traditionnels du ratio revenus-coûts, de sorte que nous les avons positionnés en utilisant des méthodes ajustées pour assurer la comparabilité avec d'autres juridictions :

- NSW utilise le [test de fourchette de coûts autonomes et évitables](#) qui compare les recettes perçues à une fourchette raisonnable de coûts.

Si les recettes sont trop faibles, cela signifie que le groupe ne couvre pas ses coûts. Si les recettes sont trop élevées, cela signifie que le groupe risque de payer plus que sa juste part. Si les recettes se situent dans la « fourchette acceptable », le groupe couvre uniquement ses propres coûts. Nous avons attribué à ce résultat un ratio de 100 % dans notre évaluation, ce qui reflète le fait que l'Australian Energy Regulator considère cette fourchette comme une répartition appropriée des coûts au sein du groupe.

- ▶ La Norvège applique un [principe de tarif fixe](#) selon lequel les recettes perçues pour entretenir le réseau doivent être objectives et non discriminatoires (ratio = 100 %).
- ▶ Au Royaume-Uni, les coûts du réseau sont principalement couverts par des redevances fixes, qui diffèrent pour les consommateurs industriels et non industriels en fonction de leurs profils de consommation respectifs. Étant donné que les coûts sont largement répartis en fonction de la part totale de chaque groupe ([60 % pour les industriels](#) et [40 % pour les groupes non industriels](#)), les subventions croisées entre les groupes sont limitées (ratio = 100 %).

Dans l'ensemble, ces ratios sont indicatifs plutôt que définitifs. Ils reflètent la subvention croisée relative dont bénéficient certains clients industriels à des moments précis et ne sont pas toujours directement comparables d'une juridiction à l'autre en raison des différences de méthodologie de calcul, de calendrier, de type de client et de composantes de la facture.

TABLEAU 20 :

DONNÉES SOUS-JACENTES À LA PART DES COÛTS INDUSTRIELS DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE PAYÉE PAR L'INDUSTRIE

Juridiction	Indicateur de répartition des coûts	Ratio (pourcentage)	Année	Source
Alberta	Ratio revenus-coûts	100	2019	Résumé de la décision 24820-D01-2020 de l'AUC
État du Texas	Ratio revenus-coûts	111	2022	L'étude de répartition des coûts de CPS Energy (un seul service public, peut ne pas être représentative de l'ensemble du Texas)
Allemagne	Données non disponibles publiquement			
Nouvelle-Galles du Sud	Test de fourchette de coûts autonomes et évitables	100	2025	La proposition tarifaire d'Ausgrid soumise à l'AER (un seul distributeur, peut ne pas être représentative de l'ensemble de la Nouvelle-Galles du Sud)
Ontario	Ratio revenus-coûts	97,2	2025	Le dossier de conformité de Toronto Hydro soumis à la Commission de l'énergie de l'Ontario (un seul service public, qui pourrait ne pas être représentatif de l'ensemble de l'Ontario)
Royaume-Uni	Charges volumétriques	100	2025	Examen de la répartition et du recouvrement des coûts du réseau énergétique d'Ofgem
Colombie-Britannique	Ratio revenus-coûts	98,5	2024	Étude sur les coûts de service soumise par BC Hydro à la BCUC
Québec	Ratio revenus-coûts	114,3	2023	Calculé par P.O Pineau à partir des données d'Hydro-Québec (reflète l'interprétation de l'auteur des chiffres d'Hydro-Québec plutôt que les données directement publiées par le service public)
Norvège	Tarif fixe	100	Inconnu	Résumé de la réglementation du ministère norvégien de l'Énergie sur l'exploitation du réseau électrique
État de Washington	Ratio de parité	100,8	2025	Décision finale de WUTC dans l'affaire générale relative aux tarifs de Puget Sound Energy

Subventions au réseau électrique financées par les contribuables

Nous avons utilisé les données des programmes de subventions industrielles pour déterminer la mesure dans laquelle les gouvernements utilisent les recettes fiscales pour subventionner les coûts du réseau d'électricité et abaisser les tarifs pour différents groupes d'utilisateurs.

Les coûts du réseau peuvent être subventionnés par les contribuables plutôt que, ou en plus des consommateurs. Dans ce cas, l'assiette fiscale générale (c'est-à-dire tous les contribuables) supporte un fardeau fiscal plus lourd par le biais d'impôts plus élevés, tandis que des avantages profitent à certains consommateurs, comme les clients résidentiels, commerciaux ou industriels, selon la cible de la subvention. Toutefois, le financement de l'expansion du réseau avec des fonds publics (c'est-à-dire des impôts) entraîne ses propres [coûts économiques, notamment l'augmentation de la dette publique](#), et ne devrait donc être envisagé que [dans certaines circonstances](#).

Dans cette analyse, nous avons identifié les subventions accordées aux consommateurs industriels. Pour la collecte de données dans les dix juridictions, nous avons d'abord effectué une revue de la littérature à l'aide des mots clés suivants : « industriel » ET « électricité » ET « remise » OU « taxe », en plus du nom de la juridiction.

Nous avons ensuite utilisé les critères suivants pour identifier les subventions industrielles admissibles :

- ▶ Application automatique : Nous avons exclu les programmes qui exigent une inscription volontaire des utilisateurs industriels ou qui sont conditionnels au respect de critères particuliers.
- ▶ En vigueur en date d'avril 2026 : Nous n'avons considéré que les subventions en vigueur en avril 2026.

Pour toutes les subventions admissibles, nous avons ensuite identifié leurs répercussions sur les factures industrielles (Tableau 21). Les sources gouvernementales et des fournisseurs d'énergie ont apporté des estimations des réductions moyennes des factures pour les différents groupes d'utilisateurs industriels, lesquelles ont ensuite été classées en tranches de 0 à 5 %, de 5 à 10 %, de 10 à 15 % et de 15 à 20 %. Nous rapportons des fourchettes plutôt que des chiffres précis, étant donné que la composition des factures varie d'une juridiction à l'autre. Les données devraient donc être interprétées comme illustrant les grandes tendances plutôt que comme permettant des comparaisons précises entre juridictions.

TABLEAU 21 :

ENSEMBLE DE DONNÉES SOUS-JACENT AU POURCENTAGE DES FACTURES D'ÉLECTRICITÉ INDUSTRIELLES SUBVENTIONNÉES PAR LES CONTRIBUABLES

Juridiction	Politique ou programme de subvention	Composant de facture	Réduction de facture (pourcentage)	Source
Allemagne	Strompreise (freinage des prix de l'électricité)	Réduction des frais de réseau	10 à 15	Annonce des mesures de soutien aux prix de l'énergie par le gouvernement allemand
Ontario	Programme de subvention pour la production d'énergie renouvelable	Prix réduit de l'électricité	15 à 20	Rapport du Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario sur le programme de subvention pour la production d'énergie renouvelable
Colombie-Britannique	Colombie-Britannique Crédit pour l'accessibilité à l'électricité	Remise sur l'électricité, calculée et appliquée automatiquement aux factures de BC Hydro	0 à 5	Page d'information sur le crédit sur l'abordabilité de BC Hydro Electricity
État de Washington	Crédit – Ventes d'électricité ou de gaz naturel à une fonderie d'aluminium	Réduction des taxes sur l'électricité	0 à 5	Code révisé de l'État de Washington 82.16.0498
Norvège	Taxe sur l'électricité	Réduction des taxes sur l'électricité (taxe à la consommation) au niveau de l'industrie	Données non accessibles au public	Données non accessibles au public
Alberta	Aucune			
État du Texas				
Nouvelle-Galles du Sud				
Royaume-Uni				
Québec				

Indicateur 6 :

La prévisibilité des politiques climatiques

L'objectif de cet indicateur est de mieux comprendre dans quelle mesure les juridictions offrent aux investisseurs en électricité propre une politique climatique prévisible. Aux fins de cette analyse, nous définissons la politique climatique comme incluant à la fois un objectif précis (généralement, mais pas nécessairement, exprimé en termes de réduction des émissions de GES d'ici une année donnée par rapport à un niveau de référence) et des mesures pour atteindre cet objectif (dans les grandes lignes de la définition proposée par [Sokolowski et Heffron \(2022\)](#)). Notre analyse portant sur la certitude des politiques, nous n'avons pris en compte que les objectifs juridiquement contraignants de décarbonation du secteur de l'électricité et de l'économie en général, ainsi que les programmes *mis en œuvre*, et n'avons pas pris en compte les annonces, aspirations, stratégies ou plans d'action gouvernementaux non contraignants.

Nous avons évalué qualitativement la certitude de la politique climatique d'une juridiction (c.-à-d. la prévisibilité des objectifs et des programmes) pour les investisseurs dans l'électricité propre, en nous basant sur deux indicateurs :

1. Certitude politique « inscrite dans la loi ». Cet indicateur permet d'identifier dans quelle mesure une juridiction a mis en place des objectifs de décarbonation juridiquement contraignants à long terme (c.-à-d 2040-2050) et a déployé des instruments politiques pour atteindre ces objectifs. Les objectifs de décarbonation à long terme comprennent des objectifs pour l'ensemble de l'économie et des objectifs pour le secteur de l'électricité. Les instruments politiques mis en œuvre visent à encourager l'investissement dans l'électricité propre (par exemple, les politiques de tarification du carbone, les tarifs de rachat garantis, les protocoles de compensation, les incitatifs fiscaux).
2. Stabilité historique des politiques. Cet indicateur prend en compte la stabilité des objectifs et des instruments politiques d'une juridiction au cours des dix dernières années. La stabilité implique l'absence de changements ou de revirements de politique substantiels qui affectent la rentabilité des projets d'électricité propre. La stabilité historique des politiques peut être un indicateur de stabilité future. Les investisseurs peuvent remettre en question la pérennité des objectifs et des instruments actuellement inscrits dans la loi si la juridiction a connu une instabilité dans le passé.

Notation :

Nous avons évalué le rendement d'une juridiction au regard de chacun de ces indicateurs, selon le cadre suivant :

La juridiction a-t-elle un objectif législatif de décarbonation de l'ensemble de son économie?

✓ signifie qu'il existe un objectif explicite, juridiquement contraignant et à long terme (p. ex. 2040-2050)

✗ signifie qu'il n'existe pas d'objectif explicite et juridiquement contraignant

Remarque : les cibles non contraignantes et les cibles implicites dans les instruments et programmes politiques ne sont pas prises en compte ici.

La juridiction a-t-elle un objectif législatif pour la décarbonation du secteur de l'électricité?

✓ signifie qu'il existe un objectif à long terme explicite et juridiquement contraignant (c'est-à-dire 2040-2050)

✗ signifie qu'il n'existe pas d'objectif explicite et juridiquement contraignant

Remarque : les cibles non contraignantes et les cibles implicites dans les instruments et programmes politiques ne sont pas prises en compte ici.

Existe-t-il une ou plusieurs mesures incitatives, fondées sur des politiques publiques, visant à mobiliser les investissements dans les projets éoliens, solaires et de stockage par batteries?

✓ signifie qu'au moins une mesure incitative motivée par la politique est en vigueur

✗ signifie qu'aucun incitatif politique à fortes répercussions n'est actuellement en vigueur

Remarque : nous n'identifions pas tous les instruments de politique en vigueur dans la juridiction.

Évaluation de la certitude des politiques inscrites dans la loi dans une juridiction :

Un degré de certitude élevé des politiques inscrites dans la loi signifie que les trois éléments sont en place : un objectif à l'échelle de l'économie, un objectif sectoriel et au moins un instrument d'action mis en œuvre.

Un degré de certitude moyen des politiques inscrites dans la loi signifie que deux des trois éléments sont en place.

Un degré de certitude faible des politiques inscrites dans la loi signifie qu'un ou zéro élément est en place.

Dans quelle mesure les objectifs (à l'échelle de l'économie et par secteur) et les instruments de politique inscrits dans la loi de la juridiction ont-ils été stables au cours des dix dernières années?

Une stabilité élevée signifie que les objectifs et les instruments politiques n'ont pas fait l'objet de changements substantiels entre 2016 et 2026.

Une stabilité moyenne signifie que certains changements ont été apportés aux objectifs et aux instruments au cours des dix dernières années.

Une stabilité faible signifie que des changements substantiels apportés aux objectifs et aux instruments politiques ont créé de l'instabilité et de l'incertitude pour les investisseurs entre 2016 et 2026.

Évaluation de la certitude globale d'une juridiction en matière de politique climatique :

La certitude « dans la loi » et la stabilité historique de la politique d'une juridiction sont pondérées de manière égale, afin d'identifier le niveau global de certitude de la politique climatique sur une échelle de cinq points :

Certitude « dans la loi »	Stabilité politique historique	Score d'évaluation de la certitude de la politique climatique (1 = certitude faible; 5 = certitude élevée)
faible	faible	1
faible	moyenne	2
faible	élevée	3
moyenne	faible	2
moyenne	moyenne	3
moyenne	élevée	4
élevée	faible	3
élevée	moyenne	4
élevée	élevée	5

TABLEAU 22 :

CERTITUDE POLITIQUE POUR LES INVESTISSEURS DANS DES PROJETS ÉOLIENS, SOLAIRES ET DE STOCKAGE D'ÉNERGIE PAR BATTERIES, PAR JURIDICTION

	Certitude politique « inscrite dans la loi »			Stabilité politique historique		
	Objectif pour l'ensemble de l'économie	Objectif pour le secteur de l'électricité	Instrument de politique mis en œuvre	Évaluation de la certitude des politiques inscrites dans la loi d'une juridiction	Stabilité des objectifs et des instruments entre 2016 et 2026	Note d'évaluation de la certitude globale de la politique climatique d'une juridiction
	oui ✓ / non ✗			faible / moyenne / élevée		
Ontario	✗	✓	✓	moyenne	faible	2
Alberta	✗	✗	✓	faible	faible	1
Colombie-Britannique	✓	✓	✓	élevée	moyenne	4
Québec	✓	✓	✓	élevée	moyenne	4
Allemagne	✓	✓	✓	élevée	élevée	5
Royaume-Uni	✓	✓	✓	élevée	élevée	5
Texas	✗	✗	✗	faible	moyenne	2
Washington	✓	✓	✓	élevée	faible	3
Norvège	✓	✗	✓	moyenne	moyenne	3
Nouvelle-Galles du Sud	✓	✓	✓	élevée	moyenne	4

Sources de données :

- ▶ Les législations et réglementations des dix juridictions
- ▶ Les bases de données sur les politiques climatiques et énergétiques, notamment : C2P2, la [base de données sur les politiques climatiques de l'Alliance pour le climat des États-Unis](#), le [Tableau de bord de l'action climatique des États](#), la [base de données sur les politiques climatiques de l'IFCMA](#), l'[outil de suivi des objectifs mondiaux en matière d'énergies renouvelables à l'horizon 2030 d'Ember](#) et la [base de données mondiale sur les lois relatives au changement climatique](#)
- ▶ La littérature académique et grise
- ▶ Les reportages médiatiques

Voir ci-dessous l'ensemble complet des données sous-jacentes à l'évaluation des dix juridictions.

NOTE GLOBALE : 2

Certitude politique « inscrite dans la loi » : moyenne

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : ✗

Au niveau provincial : Aucun objectif explicite.

Au niveau fédéral : Les objectifs nationaux inscrits dans la [Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité](#) n'imposent pas d'objectifs provinciaux contraignants.

Objectif de décarbonation du secteur de l'électricité : ✓

Au niveau provincial : Il n'existe pas d'objectif explicite au niveau provincial.

Au niveau fédéral : Le [Règlement sur l'électricité propre](#) exige des réseaux d'électricité carboneutres d'ici 2050.

Instrument(s) politique(s) : ✓

Au niveau provincial : Les [normes de rendement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre \(NRE\) de l'Ontario](#) couvrent les grands émetteurs du secteur de la production d'électricité. Elles sont entrées en vigueur en 2022, remplaçant le système de tarification fondé sur le rendement (STFR) fédéral qui était en vigueur de 2019 à 2021.

Au niveau fédéral : Le [Règlement sur l'électricité propre](#) exige des réductions d'émissions sur l'électricité produite à partir de [combustibles fossiles à compter de 2035](#).

[Le crédit d'impôt à l'investissement \(CII\) dans les technologies propres](#) est un crédit d'impôt remboursable pouvant atteindre 30 % du capital investi dans la production d'électricité propre, le stockage d'énergie, le chauffage à faibles émissions de carbone et certains équipements à zéro émission.

Stabilité historique des politiques : faible

L'Ontario a connu des changements substantiels et immédiats à ses objectifs et politiques au cours des dix dernières années, ce qui a eu des répercussions négatives sur les investissements dans les projets éoliens et solaires.

En 2016, la [Loi sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone](#) (2016) a instauré de nouveaux objectifs de réduction des émissions et établi un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission. Les objectifs de réduction des émissions étaient les suivants : 15 % d'ici 2020, 37 % d'ici 2030 et 80 % d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 1990.

En 2018, la [Loi de 2018 annulant le programme de plafonnement et d'échange](#) a annulé cette politique sans pour autant rétablir les crédits versés aux producteurs d'électricité participants. Elle exigeait également que le gouvernement de l'Ontario établisse des objectifs de réduction des émissions et élabore un plan de lutte contre les changements climatiques.

En novembre 2025, le gouvernement a [abrogé](#) l'obligation de fixer un objectif, à la suite de rapports d'audit indiquant que l'Ontario manquerait son objectif de 2030 (réduction de 30 % par rapport au niveau de référence de 2005) [de manière significative](#).

NOTE GLOBALE : 1

Certitude politique « inscrite dans la loi » : faible

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : ✗

Au niveau provincial : Le [Plan de réduction des émissions et de développement énergétique](#) de l'Alberta comprend l'« aspiration » à atteindre une économie carboneutre d'ici 2050, mais sans aucun engagement juridique.

Au niveau fédéral : Les objectifs nationaux inscrits dans la [Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité](#) n'imposent pas d'objectifs provinciaux contraignants.

Objectif de décarbonation du secteur de l'électricité : ✗

Au niveau provincial : La [Loi sur l'électricité renouvelable](#) (2020) fixe l'objectif d'atteindre au moins 30 % d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables d'ici 2030. Aucun objectif n'existe pour 2050.

Au niveau fédéral : En mai 2026, l'Alberta et le gouvernement fédéral ont signé un [Accord de mise en œuvre pour leur protocole d'accord](#) de novembre 2025 qui maintient la suspension du REC dans la province en attendant la contestation judiciaire en cours.

Instrument(s) politique(s) : ✓

Au niveau provincial : Le règlement [Technology Innovation and Emissions Reduction \(TIER\)](#), établi en 2019, est un système d'échange de quotas d'émission de carbone destiné aux grands émetteurs et constitue le principal outil d'Alberta pour stimuler la réduction des émissions dans les secteurs de l'industrie et de l'électricité. Grâce au TIER, les producteurs d'électricité renouvelable peuvent générer des crédits de réduction des émissions qu'ils peuvent vendre aux grands émetteurs, afin de constituer une source de revenus supplémentaire.

Au niveau fédéral : Le [crédit d'impôt à l'investissement \(CII\) dans les technologies propres](#) est un crédit d'impôt remboursable pouvant atteindre 30 % du capital investi dans la production d'électricité propre, le stockage d'énergie, le chauffage à faibles émissions de carbone et certains équipements à zéro émission.

Stabilité historique des politiques : faible

L'Alberta a connu des changements substantiels et immédiats à ses objectifs et politiques de décarbonation, aux incitatifs et à leur mise en œuvre au cours des dix dernières années, ce qui a eu des répercussions négatives sur les investissements dans les projets éoliens et solaires.

Bien que le cadre du programme TIER soit demeuré relativement stable depuis sa création (notamment grâce à la pérennité des protocoles de compensation pour l'énergie solaire et éolienne), le gouvernement albertain [a gelé le prix de référence à 95 \\$/t](#) en mai 2025, ce qui signifie que le programme TIER ne suit pas l'augmentation annuelle de 15 \$ du filet de sécurité fédéral.

En septembre 2025, les [modifications](#) apportées au règlement TIER prévoyaient l'introduction de la conformité par le biais d'investissements directs et la possibilité pour les petits émetteurs de se retirer du réseau, ce qui [a globalement affaibli](#) les incitations à investir dans l'énergie éolienne et solaire.

L'[accord de mise en œuvre](#) du protocole d'entente Canada-Alberta de novembre 2025 a défini une trajectoire pour les prix du carbone industriel jusqu'en 2040, mais les signaux de prix sont globalement plus faibles que ce qui était indiqué précédemment.

En ce qui concerne les changements spécifiques aux énergies renouvelables, en août 2023, sans modifier l'objectif de décarbonation du secteur de l'électricité, le gouvernement de l'Alberta a ralenti sa mise en œuvre. Le gouvernement a mis en place un moratoire de sept mois sur les approbations de grands projets éoliens et solaires, invoquant des préoccupations liées à l'utilisation des terres et à la conservation. Depuis, les [annulations de projets restent fréquentes](#) et l'[incertitude réglementaire pour les investisseurs dans les énergies renouvelables demeure élevée](#). Fin 2024, le gouvernement a créé des [zones interdites](#) pour les projets éoliens et solaires, afin de protéger les terres agricoles et de limiter les impacts visuels.

En ce qui concerne la coordination des politiques de l'Alberta avec le gouvernement fédéral, en [mai 2025](#), la province a contesté la constitutionnalité des programmes fédéraux de compensation des émissions de carbone (CER) devant la Cour d'appel de l'Alberta. En novembre 2025, le gouvernement [a suspendu temporairement ces règlements](#) et l'[entente de mise en œuvre](#) du PE entre l'Alberta et le gouvernement fédéral a prolongé cette suspension pendant la durée de la contestation judiciaire intentée par l'Alberta.

En grande partie en raison de l'incertitude politique (en partie due à l'incertitude sur les futurs prix TIER et les règles anti-renouvelables du gouvernement), les investissements dans les projets éoliens et solaires en AB sont tombés à presque zéro en 2025, chutant de [99 % par rapport aux niveaux de 2023](#).

COLOMBIE-BRITANNIQUE

NOTE GLOBALE : 4

Certitude politique « inscrite dans la loi » : élevée

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : ✓

Au niveau provincial : La [Loi sur le climat de la Colombie-Britannique](#) prévoit une réduction des émissions de 40 % à l'échelle de l'économie d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2007, et une réduction de 80 % d'ici 2050.

Au niveau fédéral : Les objectifs nationaux inscrits dans la [Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité](#) n'imposent pas d'objectifs provinciaux contraignants.

Objectif de décarbonation du secteur de l'électricité : ✓

Au niveau provincial : La [Loi sur l'énergie propre](#) stipule que 100 % de l'électricité produite et fournie au réseau doit provenir de sources renouvelables d'ici 2040.

Au niveau fédéral : Le [Règlement sur l'électricité propre](#) stipule des réseaux d'électricité carboneutres d'ici 2050.

Instrument(s) politique(s) : ✓

Au niveau provincial : Le [système de tarification basé sur la production](#) de la Colombie-Britannique pour les grandes installations industrielles a été mis en place par le biais de modifications à la [Loi sur la déclaration et le contrôle des gaz à effet de serre industriels \(LGEIS\)](#). La [Loi sur les projets d'énergie renouvelable \(procédure d'autorisation simplifiée\)](#) vise à accélérer l'approbation de nouvelles infrastructures d'énergie renouvelable.

Au niveau fédéral : Le [Règlement sur l'électricité propre](#) exige des réductions d'émissions sur l'électricité produite à partir de combustibles fossiles à compter de 2035. Le [crédit d'impôt à l'investissement \(CII\) dans les technologies propres](#) est un crédit d'impôt remboursable pouvant atteindre 30 % du capital investi dans la production d'électricité propre, le stockage d'énergie, le chauffage à faibles émissions de carbone et certains équipements à zéro émission.

Stabilité historique des politiques : moyenne

Le système de tarification du carbone industriel de la Colombie-Britannique a connu des changements importants au cours des dix dernières années, mais les principaux objectifs et instruments politiques pertinents pour les investisseurs dans les énergies renouvelables demeurent en place.

Le système actuel de tarification du carbone industriel de la Colombie-Britannique, en vigueur depuis 2024, a remplacé le Programme d'incitation industrielle CleanBC, mis en place en 2019. Ce changement faisait suite à l'examen de 2023 du STFR fédéral visant à s'assurer que le système de la Colombie-Britannique est harmonisé avec les normes fédérales.

En outre, 2025 a vu le retour en arrière de quelques politiques plus larges de décarbonation, notamment la taxe carbone à la consommation, les remises pour les VE et les exigences de carboneutralité (d'ici 2030) pour les projets de GNL. L'abrogation de ces politiques pourrait réduire la demande d'électricité renouvelable dans la province, sans toutefois modifier directement les incitatifs politiques favorisant le développement de l'énergie éolienne et solaire.

NOTE GLOBALE : 4

Certitude politique « inscrite dans la loi » : élevée

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : ✓

Au niveau provincial : La [Loi sur la qualité de l'environnement](#) stipule une réduction des émissions de 37,5 % d'ici 2035 (par rapport aux niveaux de 1990) et une carboneutralité d'ici 2050.

Au niveau fédéral : Les objectifs nationaux inscrits dans la [Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité](#) n'imposent pas d'objectifs provinciaux contraignants.

Objectif de décarbonation du secteur de l'électricité : ✓

Au niveau provincial : L'approvisionnement en électricité du Québec est déjà presque entièrement décarboné. Le [Plan pour une économie verte 2030](#) stipule que 80 % des systèmes hors réseau soient alimentés à partir de sources renouvelables d'ici 2030, mais cet objectif n'est pas juridiquement contraignant.

Au niveau fédéral : Le [Règlement sur l'électricité propre](#) stipule des réseaux d'électricité carboneutres d'ici 2050.

Instrument(s) politique(s) : ✓

Au niveau provincial : Le [système de plafonnement et d'échange du QC](#) est en place depuis 2013 et a été arrimé au marché californien en 2014. Le produit des enchères de crédit est investi dans le Fonds d'électrification et de changements climatiques (FECC). Aucun protocole de compensation n'est prévu pour les projets éoliens et solaires. Le système comprend des [ajustements carbone aux frontières pour l'électricité importée](#).

Au niveau fédéral : Le [Règlement sur l'électricité propre](#) exige des réductions d'émissions sur l'électricité produite à partir de combustibles fossiles à compter de 2035. Le [crédit d'impôt à l'investissement \(CII\) dans les technologies propres](#) est un crédit d'impôt remboursable pouvant atteindre 30 % du capital investi dans la production d'électricité propre, le stockage d'énergie, le chauffage à faibles émissions de carbone et certains équipements à zéro émission.

Stabilité historique des politiques : moyenne

Au cours des dix dernières années, le Québec a globalement connu une certaine stabilité politique, son système de plafonnement et d'échange de quotas d'émission ayant progressivement étendu sa portée. Des [réformes](#) annoncées de longue date visant à remédier à la surabondance de crédit devraient entrer en vigueur en 2026.

Une source d'instabilité et d'incertitude réside dans le fait qu'au début de 2026, le gouvernement du Québec a reporté de cinq ans, à 2035, son objectif de réduction des émissions de 2030, car il est devenu évident que la province n'atteindra pas sa cible de 2030.

ALLEMAGNE

NOTE GLOBALE : 5

Certitude politique « inscrite dans la loi » : élevée

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : ✓

Au niveau national : La loi fédérale sur l'action contre le changement climatique ([Bundes-Klimaschutzgesetz](#)) prévoit une réduction des émissions de 65 % d'ici 2030 (par rapport aux niveaux de 1990) et une économie carboneutre d'ici 2045.

Au niveau supranational : L'[objectif de l'UE](#) est de réduire ses émissions d'au moins 55 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990 et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Objectif de décarbonation du secteur de l'électricité : ✓

Au niveau national : La loi sur les énergies renouvelables ([Erneuerbare Energien Gesetz](#)) exige qu'au moins 80 % de la consommation brute d'électricité de l'Allemagne provienne de sources renouvelables d'ici 2030. La loi fédérale sur l'action contre le changement climatique fixe des objectifs technologiques spécifiques pour l'éolien en mer, le photovoltaïque et l'éolien terrestre.

Au niveau supranational : La [Directive révisée de l'UE sur les énergies renouvelables](#) fixe pour objectif de porter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à au moins 42,5 % d'ici 2030.

Instrument(s) politique(s) : ✓

Au niveau national : La Loi sur les énergies renouvelables ([Erneuerbare Energien Gesetz](#)) prévoit des incitatifs réglementaires et financiers pour les producteurs d'électricité renouvelable, notamment la priorité d'injection sur le réseau et des enchères concurrentielles combinées à des tarifs subventionnés.

Au niveau supranational : Le [système d'échange des permis d'émission de l'Union européenne](#) encourage les investissements dans les secteurs de l'électricité renouvelable en Allemagne en pénalisant les émissions et en réutilisant les recettes du système pour soutenir le développement des énergies renouvelables.

Stabilité historique des politiques : élevée

Au cours des dix dernières années, l'Allemagne a cimenté ses objectifs climatiques dans sa législation, notamment la loi de 2020 sur l'élimination progressive du charbon et la Loi sur l'efficacité énergétique des bâtiments de 2019. La Loi fédérale sur l'action contre le changement climatique fixe des objectifs de réduction des émissions. En 2021, l'Allemagne [a relevé](#) ses objectifs en réponse à une [décision](#) de la Cour constitutionnelle fédérale allemande.

En septembre 2025, se fondant sur un rapport de suivi de la transition énergétique, le gouvernement [a annoncé](#) que, bien que les objectifs restent inchangés, les projections de la demande d'électricité étaient inférieures aux prévisions, ce qui nécessitait donc moins de nouveaux investissements éoliens et solaires pour atteindre les objectifs et impliquait des changements aux mécanismes de soutien actuels, notamment une suppression progressive des aides à certaines technologies. Bien que ce changement de politique puisse rendre l'Allemagne moins attrayante pour de nouveaux projets éoliens et solaires, il permet d'éviter une surproduction susceptible de réduire la rentabilité des projets existants. À long terme, cela contribuera à renforcer la confiance des investisseurs.

NOTE GLOBALE : 5

Certitude politique « inscrite dans la loi » : élevée

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : ✓

Pour se conformer au [budget carbone national 6](#), l'objectif est de répondre à la demande intérieure totale provenant de sources propres d'ici 2030 et de réduire l'intensité carbone de la production d'électricité à moins de 50gCO₂/kWh et un réseau d'électricité carboneutre d'ici 2050.

Objectif de décarbonation du secteur de l'électricité : ✓

Pour se conformer au [budget carbone national 6](#), l'objectif est de répondre à la demande intérieure totale provenant de sources propres d'ici 2030 et de réduire l'intensité carbone de la production d'électricité à moins de 50gCO₂/kWh et un réseau d'électricité carboneutre d'ici 2050.

Instrument(s) politique(s) : ✓

Au niveau national : Le [système britannique d'échange de quotas d'émission](#) (UK ETS) a été lancé en janvier 2021 après le retrait du Royaume-Uni du SEQUE de l'UE, couvrant les secteurs de l'énergie, de l'industrie et de l'aviation. Le prix plancher du carbone s'applique au secteur de l'électricité, en plus de sa participation au système UK ETS. Le prix plancher du carbone est fixé à un taux nominal de 18,00 GBP par tonne de CO₂. Les [contrats de couverture des fluctuations](#) (CFD) britanniques, en vigueur depuis 2014, garantissent un prix fixe de l'électricité aux producteurs d'électricité propre.

Au niveau supranational : En mai 2025, l'UE et le Royaume-Uni [ont convenu d'interconnecter](#) leurs systèmes commerciaux. Des négociations sont en cours.

Stabilité historique des politiques : élevée

Conformément à la loi sur le changement climatique et à son approche de budget carbone, les objectifs du Royaume-Uni sont restés stables au cours des dix dernières années, mais des politiques et des programmes spécifiques ont évolué. Par exemple, les tarifs de rachat [ont cessé en 2019](#), ralentissant les investissements dans les projets éoliens et solaires à petite échelle. Désormais, des enchères avec contrats de couverture des fluctuations sont devenues le principal outil de soutien aux investissements dans les énergies renouvelables.

NOTE GLOBALE : 2

Certitude politique « inscrite dans la loi » : faible

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : ✗

Niveau de l'état : Pas d'objectif législatif explicite.

Au niveau fédéral : Pas d'objectif législatif explicite.

Objectif de décarbonation du secteur de l'électricité : ✗

Niveau de l'état : Pas d'objectif législatif explicite.

Au niveau fédéral : Pas d'objectif législatif explicite.

Instrument(s) politique(s) : ✗

Au niveau de l'État : Aucun(e).

Au niveau fédéral : La [Loi sur la politique énergétique de 2005](#) a introduit des crédits d'impôt fédéral de 30 % pour les investissements dans les projets éoliens et solaires de grande envergure. La [Loi sur la réduction de l'inflation de 2022](#) a prolongé ce crédit jusqu'en 2032. Toutefois, ce crédit d'impôt ne s'appliquera plus aux nouveaux projets mis en ligne après 2027, comme le prévoit la [Loi One Big Beautiful Bill](#) adoptée en juillet 2025.

Stabilité historique des politiques : moyenne

Malgré l'absence d'objectifs explicites en place au cours des dix dernières années, le marché déréglementé de l'électricité et l'idéologie du marché libre du Texas, conjugués à d'importantes ressources, ont permis des investissements records dans la production éolienne et solaire, fondés exclusivement sur des critères économiques. Les principes du libre marché qui sous-tendent les investissements au Texas sont peu susceptibles d'évoluer, et l'importance et le succès du secteur des énergies renouvelables de l'État contribuent à la stabilité des investissements futurs, malgré l'opposition rencontrée par ces secteurs au niveau fédéral.

En 1999, le Texas a introduit la première [norme de portefeuille d'énergies renouvelables](#) aux États-Unis et a fixé des objectifs juridiquement contraignants pour la production d'énergie renouvelable. Afin de stimuler l'investissement, le Texas a mis en place un programme d'échange de crédits d'énergie renouvelable et a créé des zones concurrentielles pour les énergies renouvelables, facilitant ainsi le raccordement des grands projets éoliens et solaires aux centres de consommation. Ayant dépassé tous les objectifs, la norme de portefeuille d'énergies renouvelables a été officiellement abrogée en 2015, mais les conditions étaient alors réunies pour que les énergies renouvelables puissent être compétitives sur la seule base de leurs seuls mérites économiques.

Le gouvernement fédéral actuel [s'oppose activement](#) aux projets de décarbonation et d'énergie propre, en introduisant des mesures visant à ralentir les procédures d'autorisation et à réduire les incitatifs fiscaux. Par ailleurs, les droits de douane à l'importation augmentent le coût des matériaux pour les développeurs de projets solaires et fragilisent la rentabilité de ces projets. Cette [instabilité politique au niveau fédéral](#) pourrait affecter la confiance des investisseurs dans les énergies renouvelables partout au pays, y compris au Texas.

WASHINGTON

NOTE GLOBALE : 3

Certitude politique « inscrite dans la loi » : élevée

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : ✓

Niveau de l'état : Le [Climate Commitment Act](#) fixe dans la législation de l'État l'objectif de réduire les émissions de 45 % d'ici 2030 (par rapport aux niveaux de 1990) et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Au niveau fédéral : Pas d'objectifs fixés par la loi.

Objectif de décarbonation du secteur de l'électricité : ✓

Niveau de l'état : Le [Clean Energy transformation Act \(2019\)](#) stipule que tous les services publics d'électricité doivent être carboneutres d'ici 2030 et sans émissions d'ici 2045.

Au niveau fédéral : Pas d'objectifs fixés par la loi.

Instrument(s) politique(s) : ✓

Niveau de l'état : Un [système de plafonnement et d'investissement à l'échelle de l'économie](#), lancé en 2023, couvre explicitement le secteur de l'électricité et les grands émetteurs industriels. En décembre 2025, un [décret présidentiel](#) a été promulgué afin d'accélérer le développement de projets solaires et éoliens à grande échelle avant l'épuisement des crédits d'impôt fédéraux.

La [Loi sur la politique énergétique de 2005](#) a introduit des crédits d'impôt fédéral de 30 % pour les investissements dans les projets éoliens et solaires de grande envergure. La [Loi sur la réduction de l'inflation de 2022](#) a prolongé ce crédit jusqu'en 2032. Toutefois, ce crédit d'impôt ne s'appliquera plus aux nouveaux projets mis en ligne après 2027, comme le prévoit la [Loi One Big Beautiful Bill](#) adoptée en juillet 2025.

Stabilité historique des politiques : faible

Malgré une instabilité considérable de la politique climatique dans le passé, les objectifs carbone et le marché du carbone de l'État de Washington ont fait preuve de stabilité et de résilience depuis l'entrée en vigueur de lois clés en 2019 et 2021. Cependant, cette stabilité récente est assombrie par l'instabilité au niveau fédéral.

Après deux tentatives infructueuses d'introduction d'une tarification du carbone dans cette juridiction (en 2016 et en 2017), la loi sur la transformation de l'énergie propre (CETA - Clean Energy transformation Act) a été adoptée en 2019 et la loi sur l'engagement climatique (CCA - Climate Commitment Act) en 2021. La CCA a été soumise à un nouveau vote en 2024, mais elle a [survécu](#) au défi cette fois-là.

L'État de Washington est en train de [lier](#) son marché du carbone à ceux de la Californie et du Québec par le biais de la Western Climate Initiative.

Le gouvernement fédéral actuel [s'oppose activement](#) aux projets de décarbonation et d'énergie propre, en introduisant des mesures visant à ralentir les procédures d'autorisation et à réduire les incitatifs fiscaux. Par ailleurs, les droits de douane à l'importation augmentent le coût des matériaux pour les développeurs de projets solaires et fragilisent la rentabilité de ces projets. Cette [instabilité politique au niveau fédéral](#) pourrait affecter la confiance des investisseurs dans les énergies renouvelables partout au pays, y compris dans l'État de Washington.

NORVÈGE

NOTE GLOBALE : 3

Certitude politique « inscrite dans la loi » : moyenne

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : ✓

La [loi sur le changement climatique](#) (Lov om klimamål (klimaloven)) prévoit une réduction des émissions de 55 % d'ici 2030 (par rapport aux niveaux de 1990), et une réduction de 90 à 95 % d'ici 2050 (« société à faibles émissions »).

Objectif de décarbonation du secteur de l'électricité : ✗

Au niveau national : Le secteur norvégien de l'électricité est composé à 98 % d'énergies renouvelables. Le gouvernement ne fixe pas d'objectifs précis pour ce secteur. Un objectif de développement de l'éolien en mer existe, mais il n'est pas inscrit dans la loi. L'objectif est de développer une zone de production éolienne en haute mer de 30 GW d'ici 2040.

Instrument(s) politique(s) : ✓

Au niveau national : [Taxe carbone](#) (lancée en 1991) sur les émissions provenant de la combustion de combustibles fossiles et d'autres activités dans les secteurs de l'énergie et de l'industrie.

Au niveau supranational : Pays de l'Association européenne de libre-échange (AELE), la Norvège participe au [système d'échange de quotas d'émission de l'UE](#) (SEQUE-UE) depuis 2008. Le SEQUE de l'UE encourage les investissements dans les secteurs de l'électricité renouvelable en pénalisant les émissions et en réutilisant les recettes du système pour soutenir le développement des énergies renouvelables.

Stabilité historique des politiques : moyenne

La taxe carbone de la Norvège, en vigueur depuis longtemps, et la participation au SEQUE de l'UE ont assuré une certaine stabilité au cours des dix dernières années. Cependant, l'opposition locale aux projets éoliens terrestres a entraîné la suspension de la délivrance de nouvelles licences pendant plusieurs années.

Depuis l'introduction de la taxe carbone en Norvège en 1991, l'engagement en faveur de la décarbonation est resté globalement stable. En 2018, la [loi sur le changement climatique](#) a introduit des objectifs juridiquement contraignants de réduction des émissions. Le Plan d'action pour le climat a suivi en 2021, puis les objectifs relatifs à l'éolien en mer en 2022. Les objectifs ont été introduits pour la première fois en 2022, et la première vente aux enchères de capacité supérieure à 3 GW a eu lieu en 2024. Depuis, d'autres zones ont été ouvertes. En 2024, la Norvège [a augmenté](#) sa taxe carbone (elle est aujourd'hui l'une des plus élevées d'Europe).

Cependant, une rupture dans la stabilité politique a été provoquée par la forte [opposition généralisée des communautés locales](#) au déploiement rapide de la production d'énergie éolienne terrestre à partir de 2017/18. La résistance des communautés a entraîné l'arrêt des autorisations de nouveaux projets de 2019 à 2022 et a conduit à une réforme du processus d'autorisation, afin d'accorder davantage de pouvoir aux municipalités. De même, l'avenir du plus grand parc éolien de Norvège est [incertain](#) après que la plus haute cour du pays a révoqué la licence du projet, celui-ci ayant été jugé contraire aux droits de chasse du peuple autochtone sami.

NOUVELLE-GALLES DU SUD

NOTE GLOBALE : 4

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : élevée

Objectif de décarbonation à l'échelle de l'économie : ✓

Au niveau de l'État : La [loi sur le changement climatique \(objectif zéro émission nette\) \(2023\)](#) a légiféré sur l'objectif de réduire les émissions de 50 % d'ici 2030 (par rapport aux niveaux de 2005) et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Au niveau fédéral : Politiques fédérales australiennes : la [loi nationale sur les changements climatiques \(2022\)](#) stipule une réduction des émissions de 43 % d'ici 2030 (par rapport aux niveaux de 2005) et la carboneutralité d'ici 2050.

Objectif de décarbonation du secteur de l'électricité : ✓

Au niveau infranational : La [loi sur les investissements dans les infrastructures électriques \(2020\)](#) fixe comme objectifs d'investissement dans les infrastructures la construction d'au moins 12 GWh de capacité de production d'énergie renouvelable d'ici 2030 et 28 GWh d'infrastructures de stockage longue durée d'ici 2034. Aucun objectif législatif à long terme n'est prévu.

Au niveau national : Pas d'objectif législatif explicite.

Instrument(s) politique(s) : ✓

Au niveau infranational : Conformément à la [loi sur les investissements dans les infrastructures d'électricité \(2020\)](#), la Nouvelle-Galles du Sud a désigné cinq zones d'énergies renouvelables sur son territoire, afin de faciliter l'intégration de l'énergie éolienne et solaire en coordonnant la construction de grands projets de production d'électricité renouvelable. Le [Programme pour les énergies émergentes](#) (valeur totale de 75 millions de dollars australiens) accorde des subventions à des projets de production et de stockage d'électricité à grande échelle.

Au niveau national : Le [mécanisme de sauvegarde](#) est un système d'échange de droits d'émission qui couvre les grands émetteurs des secteurs minier, manufacturier, des transports, pétrolier, gazier et des déchets. Il a été mis en œuvre en 2023.

Commerce de [certificats de production à grande échelle](#), dans le cadre duquel les fournisseurs d'électricité doivent acheter et soumettre un certain nombre de crédits auprès des producteurs pour respecter les obligations découlant de la loi de 2000 sur les énergies renouvelables (électricité).

Le programme australien d'[investissement dans les capacités](#) (Capacity Investment Scheme) est un appel d'offres concurrentiel qui propose aux investisseurs dans la production et le stockage d'énergies renouvelables des accords de garantie de revenus à long terme, afin de mobiliser des investissements et de contribuer aux objectifs climatiques du pays. L'objectif est d'ajouter 26 GW de capacité de production renouvelable et 14 GW de capacité pilotable d'ici 2030.

Stabilité historique des politiques : moyenne

Bien que la politique de la Nouvelle-Galles du Sud en matière d'électricité renouvelable propre ait été stable récemment, les législations et programmes clés mis en œuvre n'ont qu'un court historique.

Jusqu'à la fin des années 2010, la Nouvelle-Galles du Sud privilégiait une approche non interventionniste en matière de politique énergétique, comptant sur les forces du marché pour stimuler les investissements dans les énergies renouvelables. Cependant, l'incertitude politique au niveau fédéral a ralenti les investissements, et le gouvernement de la Nouvelle-Galles du Sud a adopté une [approche plus interventionniste](#) pour mobiliser les investissements dans les énergies renouvelables. Des textes législatifs clés qui cimentent cette nouvelle orientation ont été adoptés : la Loi sur les investissements dans les infrastructures d'électricité en 2020 et la Loi sur le changement climatique (futur net zéro) en 2023.

Au niveau fédéral, les principaux programmes sont également récents. Les premiers permis négociables dans le cadre du système fédéral australien d'échange de quotas d'émission de carbone ont été délivrés en février 2025. Le premier appel d'offres concurrentiel dans le cadre du Programme d'investissement dans les capacités a eu lieu en 2023, bien que le programme ait été [élargi](#) en 2025, portant l'objectif d'augmentation des capacités d'ici 2030 de 32 GW à 40 GW.

Limitations:

Cet indicateur se concentre sur la certitude des politiques, sans prendre en compte ni comparer le niveau des objectifs ni la rigueur des incitatifs politiques. La rigueur (par exemple, le niveau du prix effectif du carbone d'une juridiction) est un facteur important pour les investisseurs dans l'électricité propre, au même titre que la certitude des politiques. Cet indicateur ne tient pas non plus compte de la question de savoir si les instruments politiques mis en œuvre établissent des incitatifs à l'investissement suffisamment forts pour atteindre les objectifs de décarbonation définis.

Plus généralement, cette approche d'évaluation de la certitude des politiques climatiques d'une juridiction est inévitablement de nature réductionniste. En réalité, de nombreux autres facteurs qui ne sont pas pris en compte dans cette méthodologie peuvent influencer la perception qu'ont les investisseurs de la certitude des politiques climatiques dans une juridiction donnée. Une évaluation plus précise pourrait reposer sur une enquête auprès des investisseurs concernant leur perception de la certitude des politiques dans différentes juridictions.

De plus, les deux indicateurs, la certitude des politiques « inscrites dans la loi » et la stabilité historique des politiques sont tous deux rétrospectifs, car le score d'une juridiction n'évolue qu'après une modification des objectifs ou des instruments par le gouvernement. C'est pourquoi l'accord de mise en œuvre du PE entre le gouvernement de l'Alberta et le gouvernement fédéral n'a pas d'incidence immédiate sur les scores de certitude des autres provinces canadiennes, même si elle accroît la probabilité de changements futurs. Une mesure plus complète de la certitude serait prospective, par exemple en estimant la probabilité de changements de politique à l'avenir en fonction de certains indicateurs.

Enfin, pour déterminer le niveau global de certitude des politiques climatiques d'une juridiction, nous avons attribué des pondérations égales à la certitude politique « inscrite dans la loi » d'une part et à la stabilité historique de la politique d'autre part. Nous avons opté pour une pondération égale principalement par souci de simplicité, sachant que différents investisseurs pourraient pondérer différemment ces éléments dans leur évaluation de la certitude des politiques climatiques d'une juridiction.