



Construire le futur réseau électrique du Canada

Une feuille de route pour les chaînes d'approvisionnement et les politiques

Janvier 2026

ELECTRO
FEDERATION
CANADA



Envoyée à :



Électro-Fédération Canada

Carol McGlogan
Présidente et cheffe de la direction
www.electrofed.com

Numéro de projet Dunsky : 25076

Préparée par :



Dunsky Énergie + Climat

50, rue Ste-Catherine Ouest, bureau 420
Montréal (Québec) H2X 3V4

<https://dunsky.com/fr/accueil/> | info@dunsky.com
+ 1 514 504-9030

À propos de Dunsky



Dunsky est fière de soutenir les principaux acteurs – gouvernements, entreprises d'énergie, grandes corporations et autres – dans leurs démarches pour **accélérer la transition énergétique** de façon efficace et responsable.

Forte d'une équipe de 70 experts, Dunsky œuvre dans les domaines des Bâtiments, de la Mobilité, de l'Industrie et de l'Énergie. Basés au Québec, nous appuyons nos clients de deux façons : par l'**Analyse** rigoureuse des opportunités (technique, économique, marchés), et par la conception ou l'évaluation de **Stratégies** (plans, programmes, politiques) pour en assurer le déploiement.



ACCÉLÉRER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



ANALYSE + STRATÉGIE



BÂTIMENTS MOBILITÉ INDUSTRIE ÉNERGIE



GOVERNEMENTS ENTREPRISES D'ÉNERGIE CORPORATIF + OBNL

Visitez www.dunsky.com pour de plus amples renseignements.

Sommaire exécutif

Le Canada entre dans l'ère de l'électricité. L'électrification rapide des transports, des bâtiments et de l'industrie, conjuguée à la croissance économique et à l'apparition de nouvelles charges importantes, telles que les centres de données IA, génère une demande en électricité sans précédent. Les prévisions nationales anticipent une croissance de la demande de 62 % à 112 % d'ici 2050, ce qui nécessitera d'environ doubler l'approvisionnement en électricité tout en garantissant sa fiabilité, son accessibilité financière et sa sécurité. Parallèlement, le Canada s'est engagé à mettre en place un système électrique carboneutre d'ici 2050, ce qui confère un caractère d'urgence et ajoute à la complexité de l'expansion et de la modernisation du réseau.

Ce rapport examine comment les technologies de réseau peuvent faciliter cette transition, et met en lumière les priorités en matière de politiques publiques pour en favoriser le déploiement, attirer les investissements et renforcer les chaînes d'approvisionnement nationales. L'analyse porte sur les technologies de réseau prioritaires qui façonneront le système électrique canadien au cours de la prochaine décennie. Elles sont regroupées en trois catégories :

- 1. Infrastructure et maintien du réseau** : transformateurs de puissance et de distribution, appareillages de commutation et disjoncteurs, remplacement des conducteurs par des conducteurs de pointe.
- 2. Infrastructure et systèmes de réseau intelligents** : évaluation dynamique de la capacité des lignes, sous-stations numériques, capteurs et systèmes de surveillance du réseau, systèmes de contrôle avancés (système avancé de gestion de la distribution/système de gestion des ressources énergétiques décentralisées).
- 3. Flexibilité en périphérie du réseau et flexibilité de la demande** : systèmes de contrôle de puissance (p. ex., panneaux intelligents, systèmes de gestion de l'énergie), équipements connectés permettant la flexibilité de la demande (p. ex., bornes de recharge intelligentes pour véhicules électriques, thermostats intelligents).

Chaque technologie a été évaluée selon trois dimensions : (1) son potentiel stratégique, (2) son niveau de maturité et (3) les obstacles à son déploiement, à partir de sondages menés auprès de l'industrie, d'entretiens avec des distributeurs d'énergie et de recherches indépendantes.

Principales conclusions

- **Toutes les technologies évaluées ont leur importance.** Chacune joue un rôle essentiel dans la transition énergétique du Canada, qu'il s'agisse de favoriser l'électrification, de garantir la fiabilité du réseau, d'intégrer une production d'énergie propre ou de mieux maîtriser les coûts du système. Le potentiel est significatif dans toutes les catégories.
- **Le niveau de maturité technologique n'est pas la principale contrainte.** La plupart des technologies que nous avons évaluées ont atteint leur maturité commerciale ou ont fait leurs preuves à l'échelle internationale. Les lacunes en matière de déploiement résultent d'obstacles liés au système ou à l'organisation plutôt que de risques techniques.
- **Les chaînes d'approvisionnement constituent l'obstacle majeur.** Pour les équipements essentiels du réseau électrique – notamment les transformateurs, les appareillages de commutation et les disjoncteurs – les longs délais d'approvisionnement (pouvant aller jusqu'à quatre ans), la hausse des coûts, la dépendance vis-à-vis des importations et l'exposition aux perturbations commerciales constituent désormais une vulnérabilité stratégique. Les distributeurs d'énergie font état de retards sur les projets, d'une augmentation des coûts et de difficultés à raccorder de nouvelles charges et de nouvelles capacités de production.
- **Les cadres réglementaires et normatifs ralentissent l'adoption de réseaux intelligents et de mécanismes de flexibilité de la demande.** La réglementation applicable aux distributeurs d'énergie, les mécanismes de recouvrement des coûts devenus obsolètes, ainsi que la fragmentation des codes et des

normes ralentissent l'adoption de systèmes numériques et de solutions axées sur la demande, qui pourraient pourtant réduire les coûts, diminuer les émissions et reporter la modernisation des infrastructures.

Répercussions sur les politiques

Le défi auquel le Canada est confronté n'est plus de déterminer quelles technologies de réseau sont nécessaires. Il faut désormais prioriser l'atténuation des obstacles qui empêchent un déploiement à grande échelle, rapide et rentable. L'analyse met en évidence cinq domaines d'action prioritaires pour les décideur(euse)s politiques, les entreprises du secteur, les distributeurs d'énergie et les organismes de réglementation :

- 1. Développer et sécuriser les chaînes de fabrication et d'approvisionnement nationales** pour les équipements et composants essentiels du réseau, en recourant à l'agrégation de la demande, à des mécanismes de financement stratégique et à des mesures incitatives ciblées.
- 2. Moderniser les cadres réglementaires applicables aux distributeurs d'énergie** afin de permettre le recouvrement des coûts liés aux systèmes numériques, aux solutions non filaires et à la flexibilité de la demande.
- 3. Harmoniser les codes et les normes applicables aux technologies de réseau** pour améliorer l'interopérabilité, réduire la dépendance vis-à-vis des fournisseurs et accélérer le déploiement.
- 4. Tester et déployer à grande échelle des solutions émergentes en matière de réseau** dans les conditions d'exploitation canadiennes afin de réduire les risques et de soutenir leur reproduction et leur déploiement à grande échelle.
- 5. Donner des signaux clairs et prévisibles à long terme en matière de politiques publiques** et accélérer le développement du réseau en simplifiant les procédures d'approbation et en offrant un soutien fédéral en faveur des projets prioritaires de transport et de modernisation du réseau.

Le Canada fait face à une expansion et à une modernisation de son réseau d'une ampleur sans précédent, qui nécessitera des investissements de plusieurs centaines de milliards de dollars au cours de la prochaine décennie. Les technologies de réseau traditionnelles et numériques joueront un rôle central dans la mise en œuvre de cette transition, tout en renforçant la sécurité énergétique, la compétitivité, l'accessibilité financière et l'atteinte des objectifs de réduction des émissions. Des mesures ciblées en matière de politiques publiques – notamment concernant les chaînes d'approvisionnement et la mise en place de cadres réglementaires favorables – peuvent stimuler les investissements, réduire les risques et préparer le secteur canadien de l'électricité pour la décennie à venir.

ILLUSTRATION ES-1. CINQ PILIERS STRATÉGIQUES POUR LE SECTEUR DES TECHNOLOGIES DE RÉSEAU DU CANADA



Table des matières

Sommaire exécutif	i
Partie 1 : Introduction - L'ère de l'électricité	4
Le système électrique canadien en transition	4
Répercussions pour le réseau électrique du Canada.....	5
Risques émergents pesant sur le réseau électrique	10
Technologies de réseau : un facteur déterminant.....	11
Objet et portée du présent rapport	12
Partie 2 : Principales technologies de réseau.....	14
Hiérarchisation des technologies	14
Liste préliminaire des technologies	15
Évaluation technologique	18
Partie 3 : Résultats.....	19
Conclusions intertechnologiques.....	19
Partie 4 : Analyse et discussion	23
Potentiel : élevé pour l'ensemble des technologies	23
Niveau de maturité : La technologie n'est pas le facteur limitant.....	24
Obstacles au déploiement : Quand les politiques publiques peuvent faire la différence.....	24
Synthèse : Pourquoi les chaînes d'approvisionnement sont-elles au cœur des mesures à prendre?	28
Partie 5 : Feuille de route des technologies de réseau	30
Répercussions pour le secteur des technologies de réseau du Canada	30
PILIER 1 : Développer et sécuriser la production et les chaînes de fabrication nationales de technologies de réseau critiques	32
PILIER 2 : Moderniser les cadres réglementaires pour permettre le déploiement des réseaux intelligents et des ressources énergétiques décentralisées (RED)	34
PILIER 3 : Harmoniser les codes et les normes pour lever les obstacles réglementaires et favoriser l'interopérabilité des systèmes	36
PILIER 4 : Démontrer et déployer à grande échelle les technologies émergentes	37
PILIER 5 : Créer des signaux prévisibles à long terme en matière de politiques publiques pour débloquer les investissements et accélérer le déploiement du réseau	38
Annexe A : Évaluation technologique	A-1
Annexe B : Résumé de l'engagement	B-1

Partie 1 :

Introduction -

L'ère de l'électricité

Le système électrique canadien en transition

Le système électrique canadien entre dans une période de transformation rapide et structurelle. Trois facteurs sont en train de transformer la manière dont le réseau est planifié, construit et exploité.

1 **Tout d'abord, la demande en électricité est en augmentation rapide.** L'électrification des transports, des bâtiments et de l'industrie, conjuguée à la croissance économique et à l'apparition de nouvelles charges importantes, telles que les centres de données IA, génère une demande en électricité sans précédent. Selon les prévisions nationales, la demande en électricité au Canada devrait augmenter **de 62 % à 112 % d'ici 2050**, ce qui équivaut à une croissance annuelle de 2,0 % à 2,8 %.¹ Pour répondre à cette demande, l'offre d'électricité devra **pratiquement doubler au cours des 25 à 30 prochaines années**, ce qui fera passer la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie d'environ 17 % aujourd'hui à une fourchette de 40 % à 70 % d'ici le milieu du siècle.² Cette croissance sera inégale, avec des hausses marquées et localisées des demandes de pointe exerçant une pression accrue sur des réseaux de distribution déjà contraints.

2 **Deuxièmement, le réseau électrique devient plus complexe.** La part croissante des énergies renouvelables variables, des ressources énergétiques décentralisées (RED) et des usages finaux électrifiés modifie en profondeur la dynamique du système. À elle seule, l'énergie éolienne pourrait couvrir de 25 % à 30 % de la production d'ici 2050, ce qui nécessiterait l'ajout de 65 à 90 GW de capacité.³ Parallèlement, l'adoption du solaire derrière le compteur, de la recharge intelligente des véhicules électriques et d'autres appareils connectés s'accélère. Ces tendances renforcent la nécessité d'une flexibilité du système, de flux d'énergie bidirectionnels et d'un contrôle en temps réel. Selon les analyses de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et d'autres organismes, les besoins à court terme en flexibilité de la demande⁵ pourraient être multipliés par deux à dix d'ici 2035, et couvrir de 30 % à 35 % des besoins mondiaux en électricité d'ici 2050.⁶ Les réseaux de distribution joueront un rôle beaucoup plus important, à mesure que les clients deviennent des acteurs de plus en plus actifs - ou « consommateur(trice)s proactif(ve)s » - du système électrique.⁸

3 **Troisièmement, le système doit se décarboner.** Le Canada et la plupart des provinces se sont engagés à mettre en place un réseau électrique carboneutre d'ici 2050, notamment grâce à un financement fédéral de 60 milliards de dollars, à des crédits d'impôt à l'investissement, à la tarification du carbone dans le secteur industriel et à d'autres mesures réglementaires.⁹ Si des progrès considérables ont été accomplis - les émissions du secteur de l'électricité ont diminué d'environ 60 % depuis 2000, et plus de 80 % de la production est déjà carboneutre - la transition qui reste à accomplir s'annonce plus complexe.¹⁰ Atteindre un réseau carboneutre nécessitera de retirer progressivement les dernières capacités de production à base de combustibles fossiles, de raccorder d'importants volumes de nouvelles sources d'énergie propres et d'accroître les capacités de transport d'électricité entre les régions, tout

¹ Dunsky Énergie + Climat. Novembre 2025. [Prévisions concernant l'avenir de l'électricité au Canada](#)

² [L'avenir électrique du Canada : Un plan pour réussir la transition - Ressources naturelles Canada](#)

³ [L'électricité propre du Canada - Canada.ca](#)

⁴ Régie de l'énergie du Canada - [Avenir énergétique du Canada en 2023 : Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050 - Supplément](#)

⁵ La flexibilité à court terme désigne les fluctuations horaires et quotidiennes en temps réel de l'offre et de la demande, par opposition aux variations saisonnières (sur des périodes allant de quelques semaines à plusieurs mois).

⁶ AIE. [World Energy Outlook 2025 \(en anglais seulement\)](#)

⁷ [Demand side flexibility: unleashing untapped potential alongside electricity grids and storage - Energy Transitions Commission \(en anglais seulement\)](#)

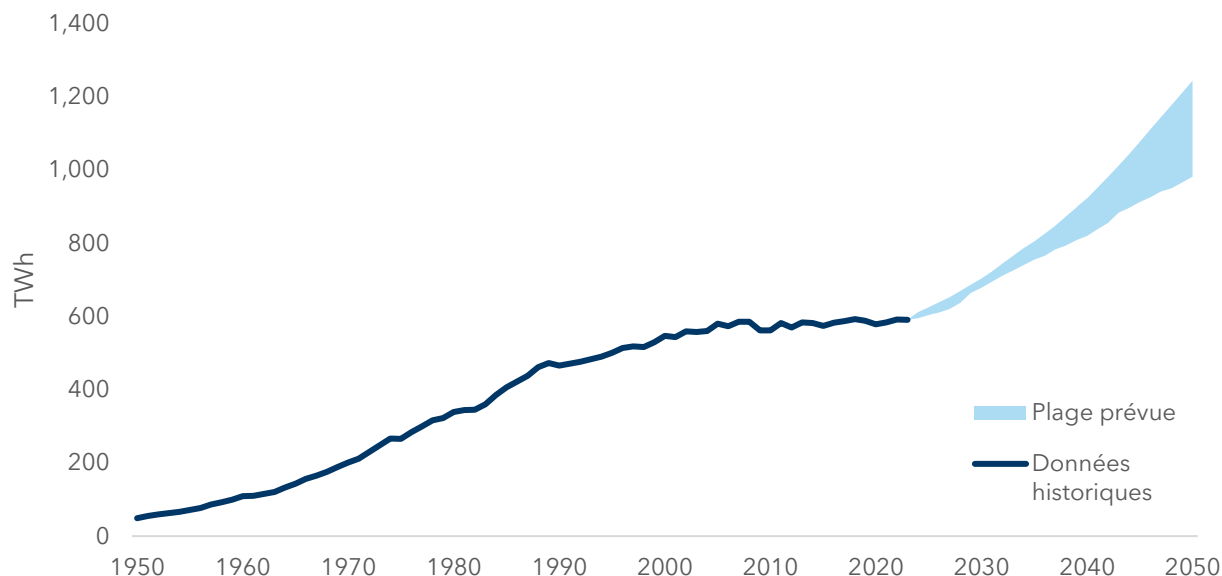
⁸ UK Electricity System Operator, Future Energy System 2024, juillet 2024, à l'adresse <https://www.nationalgrideso.com/document/322316/download>

⁹ [Propulser le Canada dans l'avenir : Une stratégie pour l'électricité propre - Ressources naturelles Canada](#)

¹⁰ [L'électricité propre du Canada - Canada.ca](#)

en préservant l'accessibilité financière, la fiabilité et l'acceptabilité sociale, notamment par une participation significative des peuples autochtones.¹¹

ILLUSTRATION 1. LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ AU CANADA DEVRAIT AUGMENTER DE 62 % À 112 % D'ICI 2050¹²



Répercussions pour le réseau électrique du Canada

Pour répondre à ces défis, le Canada doit simultanément **étendre, mettre à niveau et moderniser** son système électrique. L'ampleur des investissements est considérable : le Conseil consultatif canadien de l'électricité estime que **les investissements annuels s'élèveront en moyenne à 55 milliards de dollars, soit 1 400 milliards de dollars d'ici 2050**, ce qui représente près du double des investissements actuels.^{13 14} À l'échelle mondiale, la transition vers la carboneutralité nécessitera environ 3 500 milliards de dollars par an jusqu'en 2050, dont environ **70 % seront consacrés aux réseaux électriques ainsi qu'à la production et au stockage d'électricité**.¹⁵

Le transport et la distribution de l'électricité représentent déjà environ la moitié des investissements du secteur canadien de l'électricité, et les investissements cumulés dans le réseau devraient avoisiner 700 milliards de dollars d'ici 2050 (Illustration 2). Cela devrait générer un retour sur investissement considérable : selon une estimation récente, 1,7 milliard de dollars d'investissements fédéraux dans le transport de l'électricité pourraient mobiliser plus de 6,6 milliards de dollars d'investissements privés, ce qui se traduirait par plus de 95 milliards de dollars de retombées économiques sur une période de dix ans.¹⁶

¹¹ L'Alberta et la Saskatchewan tirent environ 80 % de leur production d'électricité des combustibles fossiles, tandis que ce chiffre est d'environ 60 % en Nouvelle-Écosse. [L'avenir électrique du Canada : Un plan pour réussir la transition - Ressources naturelles Canada](#)

¹² Dunsky Énergie + Climat. Novembre 2025. [Forecasting Canada's Electricity Future \(en anglais seulement\)](#)

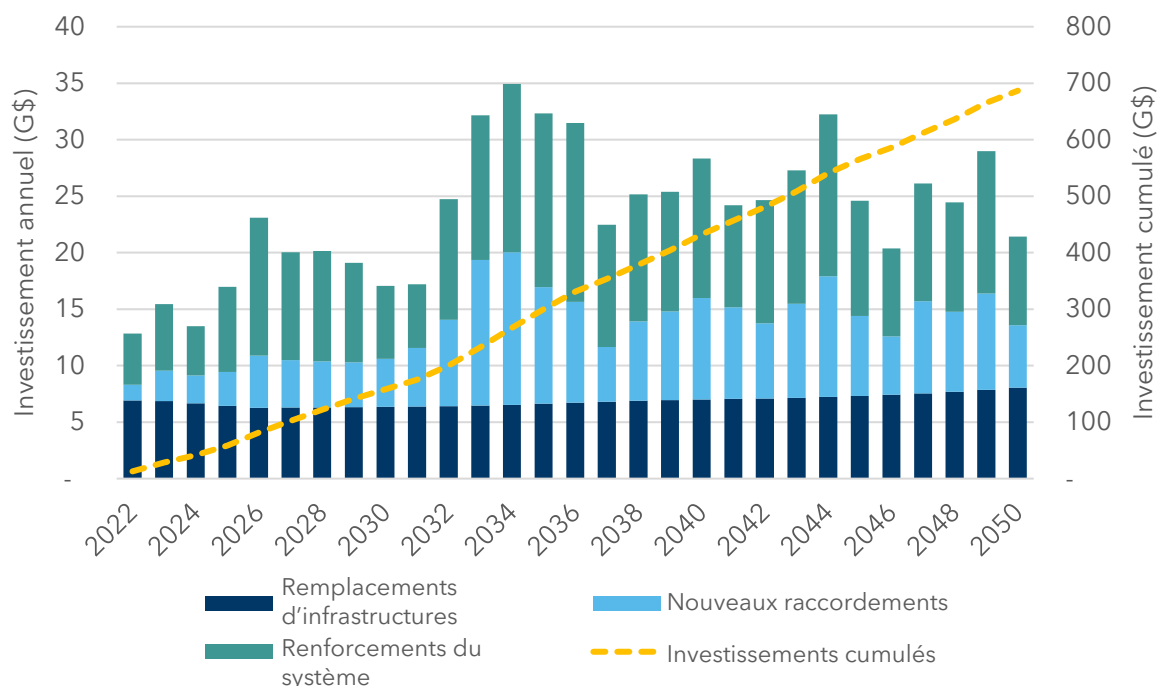
¹³ [L'avenir électrique du Canada : Un plan pour réussir la transition - Ressources naturelles Canada](#)

¹⁴ RNCAN. Cahier d'information sur l'énergie, 2025-2026 : [Cahier d'information sur l'énergie, 2025-2026 - Section 2](#)

¹⁵ [Financing The Transition: Making Money Flow For Net Zero - ETC \(en anglais seulement\)](#)

¹⁶ McPherson, M. cité dans Snieckus, D., 27 novembre 2025. [The quiet tax break that could charge-up plans for a Trans-Canada clean power grid](#) (en anglais seulement). *National Observer*.

ILLUSTRATION 2. LES INVESTISSEMENTS CUMULÉS DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE CANADIEN DEVRAIENT ATTEINDRE PRÈS DE 700 G\$ D'ICI 2050¹⁷



1. Expansion

De nouvelles infrastructures de réseau électrique sont nécessaires pour répondre à la croissance de la demande, raccorder la production d'énergie propre et accroître les échanges interrégionaux. Pour faire face à un doublement de la demande en électricité, il faudrait construire environ 40 000 km de nouvelles lignes de transport d'ici 2050, ce qui correspondrait à une expansion d'environ 25 % du réseau actuel.¹⁸ Les distributeurs d'énergie investissent massivement dans l'expansion du réseau électrique, et le gouvernement du Canada en fait également une priorité en soutenant le développement de nouvelles infrastructures de transport – tant intraprovinciales qu'interprovinciales – dans le cadre de sa stratégie de « développement national ».

¹⁷ Institut d'action climatique de RBC; BloombergNEF.

¹⁸ PPF. 2023. [ProjectOfTheCentury-PPF-July2023-EN.pdf](#)

Investissements des distributeurs d'énergie et du gouvernement dans les réseaux électriques

Les distributeurs d'énergie canadiens investissent des sommes sans précédent tant dans l'expansion du réseau (nouvelles capacités de production, nouvelles infrastructures de transport) que dans le renouvellement des actifs (fils électriques, sous-stations et transformateurs vieillissants) :

Hydro-Québec : 170 G\$ sur 12 ans (2023-2035) pour ajouter 15,5 GW de capacité éolienne, hydroélectrique et de stockage, et construire plus de 5 000 km de lignes de transport et de distribution, y compris de nouveaux grands corridors à haute tension destinés à relier les sites de production isolés. Les plans d'investissement prévoient des travaux de rénovation à grande échelle des sous-stations et des actifs de transport et de distribution vieillissants.¹⁹

BC Hydro : 36 G\$ sur 10 ans (2025-2035) pour étendre et moderniser le réseau de transport et de distribution afin de répondre à la croissance de la demande; investissements visant à renforcer la résilience du système contre les feux de forêt, à développer des sous-stations d'énergies renouvelables et à moderniser les réseaux de distribution locaux afin de soutenir les véhicules électriques et l'électrification des bâtiments.²¹

Hydro One : 17 G\$ sur cinq ans (2023-2027), dont 1 500 km de lignes de transport d'électricité à haute tension nouvelles ou renforcées pour soutenir la croissance régionale, le remplacement d'environ 130 transformateurs, la modernisation de 200 sous-stations de transport et le remplacement de 10 % des transformateurs de distribution.²⁰

Toronto Hydro : 5,1 G\$ sur cinq ans (2025-2029) destinés principalement à l'expansion et à la modernisation des réseaux de distribution locaux afin de répondre à la croissance démographique et à celle de la demande, ainsi qu'à la modernisation des sous-stations, des lignes d'alimentation et d'autres infrastructures du réseau.²²

Les gouvernements fédéral et provinciaux soutiennent de plus en plus les grands projets de transport d'électricité à long délai de réalisation que les distributeurs d'énergie ne peuvent financer seuls, notamment par l'entremise de la Banque de l'infrastructure du Canada (BIC) et de soutiens provinciaux directs. Parmi ces projets :

Interconnexion de fiabilité de la Nouvelle-Écosse au Nouveau-Brunswick (Wasogonatl) : nouvelle ligne de transport d'électricité interprovinciale destinée à renforcer la fiabilité du réseau et à intégrer les énergies renouvelables, ayant bénéficié d'un financement de 217 M\$ de la part de la BIC.

Ligne de transport de la côte nord de la Colombie-Britannique : vaste projet d'expansion du réseau à haute tension visant à permettre l'électrification du secteur minier et des projets de GNL dans le nord-ouest de la Colombie-Britannique; désigné comme projet prioritaire pour le développement national par les gouvernements provincial et fédéral, ce qui permet d'accélérer les procédures d'autorisation et d'approbation.

Liaison hydro-fibre optique de Kivalliq : ligne de transport d'électricité de 1 200 km reliant le Manitoba au Nunavut, avec l'engagement de la BIC et un soutien provincial important.

Nouvelles interconnexions entre l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan : le protocole d'entente conclu récemment entre le Canada et l'Alberta engage les deux parties à promouvoir la mise en place de grandes interconnexions de transport d'électricité avec les provinces voisines afin de renforcer les marchés de l'électricité de l'Ouest et de soutenir l'électrification industrielle ainsi que la croissance de la demande.²³

¹⁹ [Plan d'action 2035 | Hydro-Québec](#)

²⁰ Hydro One. [5 Year Plan](#) (en anglais seulement)

²¹ BC Hydro. [Capital plan](#) (en anglais seulement)

²² Toronto Hydro. [Our 2025-29 investment plan – Toronto Hydro](#) (en anglais seulement)

²³ [Protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta | Premier ministre du Canada](#)

2. Mise à niveau

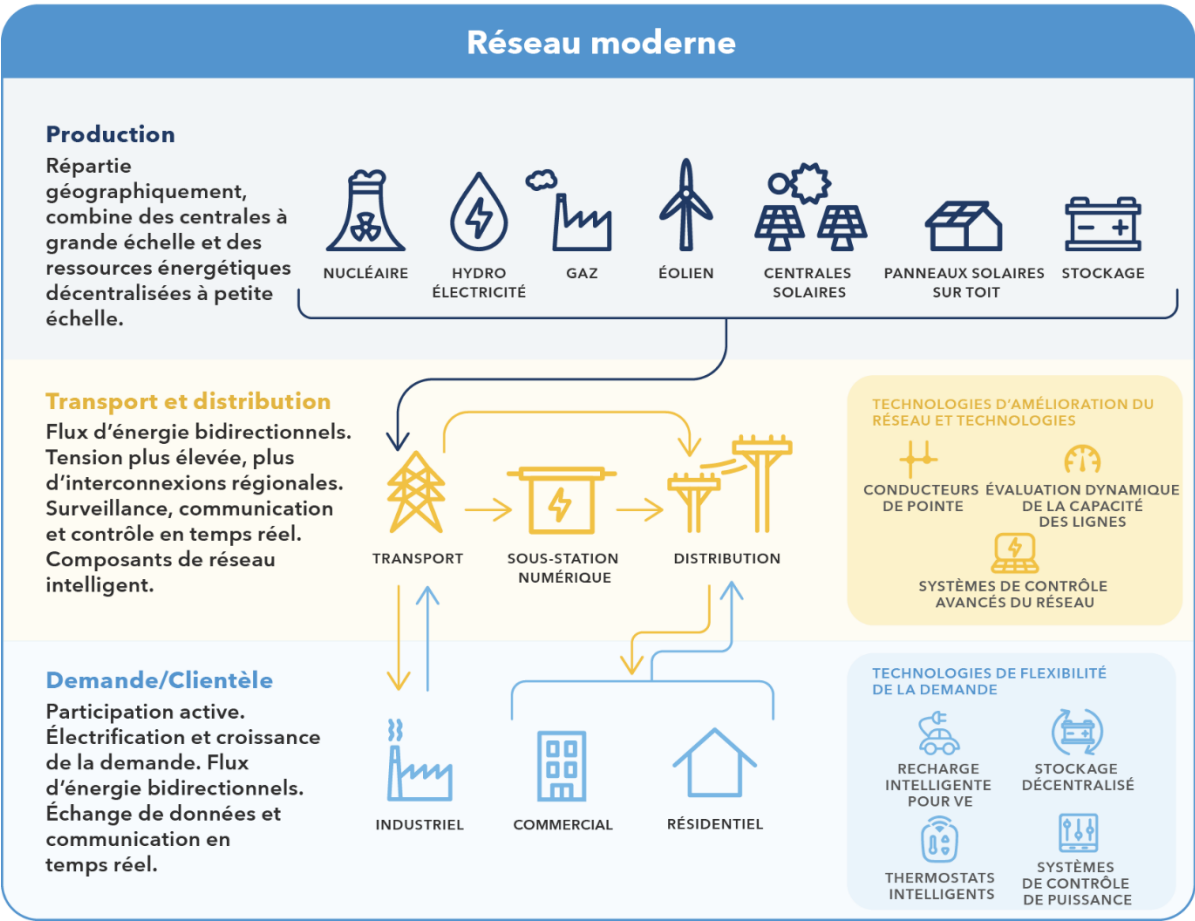
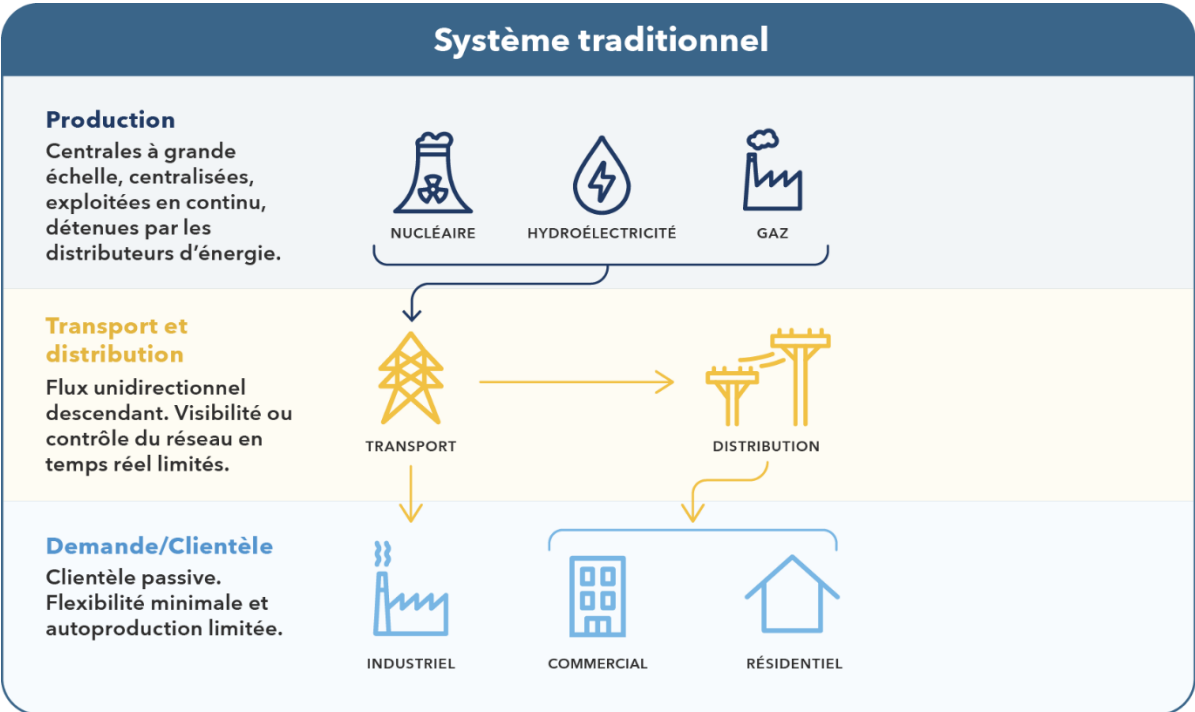
Une grande partie du réseau électrique canadien – soit environ 150 000 km de lignes de transport et 600 000 km de lignes de distribution^{24 25} – a été construite entre les années 1950 et 1980 et arrive aujourd’hui en fin de vie. Selon Statistique Canada, les infrastructures du réseau électrique (notamment les réseaux de transport et de distribution, ainsi que les transformateurs de puissance et de distribution) comptent parmi les infrastructures électriques les plus anciennes, avec une durée de vie utile restante en moyenne comprise entre 50 % et 60 %.²⁶ Les distributeurs d’énergie investissent donc massivement dans le renouvellement des infrastructures afin de maintenir la fiabilité du réseau tout en se préparant à l’électrification et à la croissance du système.

²⁴ En date de 2015 : [Cadres de fiabilité électrique au Canada - Ressources naturelles Canada](#)

²⁵ [Distribution of high voltage transmission lines across Canada.](#) (en anglais seulement)

²⁶ Statistique Canada. [Tableau 36-10-0611-01 : Compte économique d'infrastructure, âge moyen et durée de vie utile restante par actif et fonction de l'actif](#)

ILLUSTRATION 3. L'ÉVOLUTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE



3. Modernisation

La construction de nouvelles infrastructures de transport d'électricité est indispensable, mais elle nécessite d'importants investissements et prend beaucoup de temps; la planification et la construction s'étalant souvent sur une décennie, voire plus.²⁷ La modernisation du réseau est une stratégie complémentaire qui permet aux distributeurs d'énergie de tirer davantage de valeur des infrastructures existantes, de gérer la variabilité et de maintenir la fiabilité, souvent à moindre coût et dans des délais plus courts (pour un résumé visuel, voir Illustration 3).

Aux fins du présent rapport, la modernisation du réseau comprend trois catégories :

1. Des technologies d'amélioration du réseau qui permettent d'accroître la capacité et le taux d'utilisation des infrastructures existantes (p. ex., une évaluation dynamique de la capacité des lignes, le remplacement des conducteurs par des conducteurs de pointe, des sous-stations numériques);
2. Des systèmes numériques qui améliorent la visibilité, le contrôle et l'intégration des ressources énergétiques décentralisées (p. ex., capteurs de réseau, système avancé de gestion de la distribution/système de gestion des ressources énergétiques décentralisées, centrales électriques virtuelles);
3. Des technologies en périphérie du réseau et axées sur la demande qui favorisent la flexibilité et la participation de la clientèle (p. ex., bornes de recharge intelligentes pour véhicules électriques, thermostats, panneaux intelligents, commandes d'éclairage et systèmes de gestion de l'énergie).

La flexibilité de la demande représente à elle seule un potentiel considérable. Par exemple, des études menées en Ontario indiquent un potentiel de réduction des pointes de demande de 9 % à 14 % d'ici 2032, tandis que les programmes provinciaux visent une réduction de 3 000 MW des pointes d'ici 2036, soit l'équivalent d'environ 70 % de la demande de pointe estivale de Toronto.

Risques émergents pesant sur le réseau électrique

La transition énergétique du Canada s'opère dans un contexte de risques croissants qui accentuent la pression sur le système électrique. Les distributeurs d'énergie sont appelés à assurer l'expansion du système et la décarbonation tout en garantissant la fiabilité, l'accessibilité financière et la sécurité, souvent dans un contexte de contraintes réglementaires et financières strictes.

Les **perturbations des chaînes d'approvisionnement** sont désormais considérées comme un risque systémique. Le Canada dépend fortement des importations pour les équipements essentiels de son réseau, celles-ci totalisant près de 37 milliards de dollars par année pour les transformateurs, les fils et câbles, les appareillages de commutation, les semi-conducteurs et les composants connexes.²⁸ Depuis 2020, les prix ont fortement augmenté au Canada : 74 % pour les transformateurs, 40 % pour les équipements de transport et 31 % pour les appareillages de commutation. Les délais d'approvisionnement des équipements essentiels sont passés de quelques mois à deux, voire quatre ans, sous l'effet de la concurrence mondiale en matière de capacités de fabrication.²⁹ L'Agence internationale de l'énergie, l'Energy Transitions Commission et d'autres organismes ont identifié les transformateurs, les conducteurs et les semi-conducteurs comme des chaînes d'approvisionnement à haut risque pour la transition énergétique.^{30 31} Les perturbations des chaînes d'approvisionnement ne se limitent pas aux infrastructures et aux matières premières. Les plateformes logicielles et leurs composants, y compris les semi-conducteurs, sont également de plus en plus vulnérables.³²

²⁷ Dunskey. 2023. *Build Things Faster*. (en anglais seulement) Remarque : Les projets de distribution se terminent généralement plus rapidement.

²⁸ Ressources naturelles Canada. Août 2025. *Capacité de fabrication nationale au sein du secteur de l'électricité du Canada*.

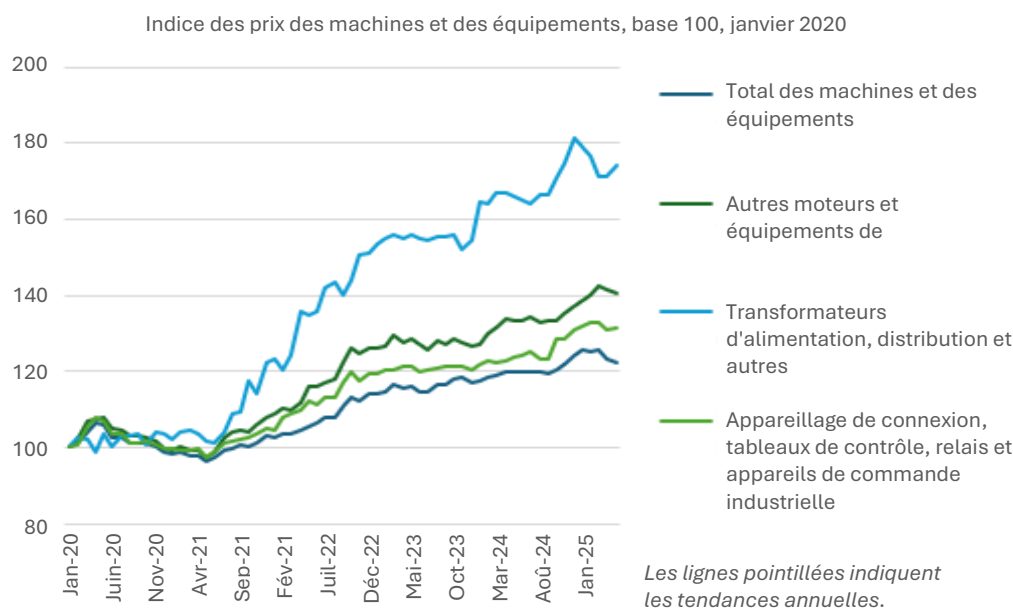
²⁹ Reuters. 2 décembre 2025. *Grid equipment makers invest in US to ease supply shortage* (en anglais seulement); National Infrastructure Advisory Council. Juin 2024. *Addressing the Critical Shortage of Power Transformers to Ensure Reliability of the US Grid* (en anglais seulement).

³⁰ *Electricity Grids and Secure Energy Transitions - Analyse - AIE* (en anglais seulement)

³¹ *ETC - Better, Faster, Cleaner: Securing clean energy supply chains* (en anglais seulement)

³² Ember. Mai 2025. *Rewiring the energy debate* (en anglais seulement).

ILLUSTRATION 4. INDICE DES PRIX DES MACHINES ET DU MATÉRIEL (IPMM) POUR LES PRINCIPAUX COMPOSANTS ÉLECTRIQUES³³



Les risques liés **au climat et aux phénomènes météorologiques extrêmes** s'intensifient également. En 2023, les systèmes électriques étaient à l'origine de 85 % des perturbations liées aux phénomènes météorologiques extrêmes touchant les infrastructures énergétiques essentielles à l'échelle mondiale.³⁴ Au Canada, le risque de feux de forêt est particulièrement élevé : 15 millions d'hectares ont brûlé en 2023, soit plus du double du précédent record.³⁵ Ces tendances augmentent les risques de pannes de courant, les arrêts préventifs et les coûts liés au renforcement du réseau, mais la planification de la résilience climatique n'est pas encore généralisée auprès de tous les distributeurs d'énergie.³⁶

La cybersécurité et les risques numériques prennent de l'ampleur à mesure que les réseaux deviennent plus interconnectés et dépendent davantage des logiciels. L'expansion des flux de données et des capacités de détection et de contrôle accroît l'exposition aux risques, ce qui nécessite une gouvernance solide et le respect de normes en constante évolution, telles que le NERC CIP (Critical Infrastructure Cybersecurity Program) et la législation fédérale sur les infrastructures essentielles (projet de loi C-26).

Les pénuries de main-d'œuvre aggravent ces défis. La main-d'œuvre du secteur de l'électricité au Canada vieillit, et une grande partie des travailleur(euse)s expérimenté(e)s devrait prendre sa retraite d'ici une dizaine d'années. La demande d'électricien(ne)s, opérateur(trice)s de lignes, ingénieur(e)s en protection et commande, ainsi que de spécialistes numériques est en hausse, tandis que les systèmes de formation peinent à s'adapter aux nouvelles exigences en matière de compétences.³⁷

Technologies de réseau : un facteur déterminant

Dans ce contexte, **les technologies de réseau ne sont plus une considération secondaire**. La capacité à déployer à grande échelle les équipements et les logiciels essentiels au réseau déterminera la capacité du

³³ Statistique Canada. [Tableau 18-10-0283-01 : Indice des prix des machines et du matériel, selon le produit, mensuel](#)

³⁴ AIE. WEO 2025. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/0a7a40a4-5dcb-4d6e-a7ad-76a1c90ec8eb/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

³⁵ [Incendies de forêt d'une ampleur record au Canada en 2023 : un réveil brûlant - Ressources naturelles Canada](#)

³⁶ Groupe d'innovation du réseau intelligent (GIRI) et Dunsky Énergie + Climat. Juin 2023. [L'analyse comparative de la gestion intelligente de l'énergie](#)

³⁷ Ressources humaines, industrie électrique du Canada. 2024.

Canada à favoriser la croissance industrielle et les investissements, à renforcer la résilience, à maintenir l'accessibilité financière et à atteindre ses objectifs en matière de climat et d'électrification.

Les chaînes d'approvisionnement liées aux technologies de réseau ne constituent donc pas seulement un enjeu économique; mais bien une **priorité stratégique**. Les pénuries persistantes d'équipements essentiels ralentissent déjà l'expansion du réseau et le renouvellement des infrastructures, ce qui contribue à la hausse des coûts et aux retards dans les projets. Elles sont de plus en plus considérées comme un risque pour la résilience et la sécurité nationale.³⁸ Il sera essentiel de garantir une capacité de fabrication nationale suffisante et des chaînes d'approvisionnement plus diversifiées et plus fiables afin de réduire la vulnérabilité face aux perturbations externes.

Objet et portée du présent rapport

Le présent rapport propose une évaluation nationale des **principales technologies de réseau** qui devraient façonner la transition énergétique du Canada au cours de la prochaine décennie (2025-2035). L'accent est mis sur les technologies qui ont atteint ou sont sur le point d'atteindre la maturité commerciale, mais qui se heurtent à des obstacles liés au déploiement, à la réglementation ou aux chaînes d'approvisionnement. Les technologies en phase initiale dont le rôle s'inscrit sur le long terme ne sont pas prises en compte dans cette analyse (voir encadré).

Pour chaque technologie, le rapport évalue les éléments suivants :

- Le besoin stratégique et l'importance pour le système
- Le niveau de maturité technologique et de préparation à la commercialisation
- Les obstacles au déploiement, notamment les facteurs liés aux chaînes d'approvisionnement, à la réglementation ainsi qu'aux facteurs économiques et de marché
- Les points forts et les lacunes des chaînes d'approvisionnement nationales

Cette analyse s'appuie sur des sondages menés auprès de l'industrie ainsi que sur des entretiens avec des distributeurs d'énergie et des spécialistes du secteur. Les conclusions sont synthétisées afin de dégager des enseignements transversaux et de définir des priorités d'action en matière de politiques publiques pour les gouvernements fédéral et provinciaux.

Nous avons classé les technologies évaluées dans le présent rapport en trois catégories :

- 1. Expansion et maintien des infrastructures** : matériel de base nécessaire pour maintenir, remplacer et étendre le système de transport et de distribution d'électricité.
- 2. Infrastructures et systèmes de réseau intelligent** : solutions matérielles et logicielles améliorant la visibilité, le contrôle, l'utilisation des capacités, la fiabilité et la résilience du réseau.
- 3. Flexibilité en périphérie du réseau et flexibilité de la demande** : solutions côté client et solutions décentralisées permettant la gestion de la charge, la flexibilité de la demande et l'intégration rentable des ressources énergétiques décentralisées.

Dans l'ensemble, cette évaluation fournit aux décideurs et aux parties prenantes du secteur de l'électricité des orientations claires et fondées sur des données probantes quant aux domaines sur lesquels concentrer leurs efforts, afin de garantir que le système électrique canadien soit prêt pour la décennie à venir.

³⁸ [https://www.cisa.gov/sites/default/files/2024-06/DRAFT_NIAC_Addressing the Critical Shortage of Power Transformers to Ensure Reliability of the U.S. Grid_Report_06052024_508c.pdf](https://www.cisa.gov/sites/default/files/2024-06/DRAFT_NIAC_Addressing%20the%20Critical%20Shortage%20of%20Power%20Transformers%20to%20Ensure%20Reliability%20of%20the%20U.S.%20Grid_Report_06052024_508c.pdf)

Technologies de réseau en phase initiale et fiabilité à long terme

Le présent rapport porte sur les technologies de réseau qui ont atteint leur maturité commerciale ou qui sont prêtes à être déployées à court terme. Toutefois, à mesure que le système électrique canadien continue d'évoluer, **d'autres technologies de réseau émergentes gagneront en importance** à plus long terme et pourraient justifier une évaluation ultérieure.

La part croissante des énergies renouvelables variables, l'augmentation de la demande en électricité et le recours accru aux ressources énergétiques décentralisées modifient la manière dont les distributeurs d'énergie et les exploitants du réseau assurent la fiabilité du réseau.³⁹ Historiquement, les services de fiabilité étaient assurés par de grands générateurs conventionnels. Au fur et à mesure que le système évolue, ces services devront de plus en plus être planifiés et acquis de manière explicite.⁴⁰

Parmi les technologies émergentes susceptibles de jouer un rôle de plus en plus important, on peut citer :

- **les onduleurs formateurs de réseau** qui contribuent à réguler la tension et la fréquence – éléments essentiels au maintien de la stabilité du réseau – dans des systèmes où prédominent les sources d'énergie renouvelable, telles que l'éolien et le solaire.
- **les compensateurs synchrones** et autres équipements de stabilisation, qui fournissent de la puissance réactive et des services de fiabilité traditionnellement assurés par les générateurs tournants.
- les systèmes de **stockage d'énergie par volants d'inertie** qui stockent l'énergie cinétique dans un volant d'inertie en rotation. Les rotors du volant d'inertie sont couplés à un groupe convertisseur intégral logé dans le boîtier. Le groupe convertisseur sert à stocker, puis à exploiter l'énergie provenant du volant d'inertie en rotation.
- **le stockage à long terme** et d'autres ressources de flexibilité, qui contribuent à équilibrer l'offre et la demande sur des périodes plus longues.

Des pays tels que le Royaume-Uni et l'Australie intègrent déjà ces solutions dans la planification et l'approvisionnement du système, à mesure que la part des énergies renouvelables augmente. Bien que ces technologies ne relèvent pas de la portée du présent rapport, elles gagneront en importance à mesure que le Canada s'orientera vers une part croissante d'énergies renouvelables, une demande plus flexible et un réseau électrique plus décentralisé. Des travaux futurs pourraient examiner plus en détail leur rôle, leur niveau de maturité et leurs implications en matière de politiques publiques.

³⁹ UK NESO. 18 décembre 2025. « [How inertia keeps the lights on](#) » (en anglais seulement). Page consultée le 30 décembre 2025.

⁴⁰ Pollution Probe. 2025. [Achieving Reliability in a Future Ontario Power System](#) (en anglais seulement).

Partie 2 :

Principales technologies de réseau

Hiérarchisation des technologies

Dunsky a mis en place un processus de sélection structuré en trois étapes afin d'identifier un ensemble ciblé de technologies de réseau à fort impact en vue d'une évaluation approfondie.

1^{RE} ÉTAPE. Élaboration d'une liste préliminaire

Nous avons établi une liste préliminaire de technologies de réseau en nous appuyant à la fois sur notre expertise interne et sur des sources de référence externes, notamment le rapport de la NEMA intitulé « *A Reliable Grid for an Electric Future* » et celui du U.S. Department of Energy intitulé « *Pathways to Commercial Liftoff: Innovative Grid Deployment*. » Cette liste préliminaire a été examinée et validée en collaboration avec les spécialistes en la matière de Dunsky afin de garantir sa pertinence dans le contexte canadien (voir l'annexe A).

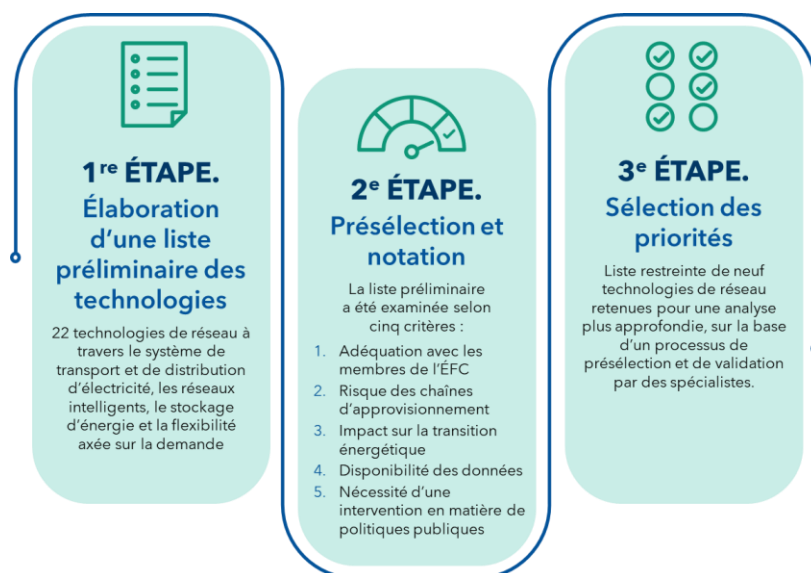
2^E ÉTAPE. Sélection et notation

Nous avons évalué la liste préliminaire à l'aune de cinq critères de sélection afin d'identifier les technologies prioritaires : (1) Adéquation avec les activités et les intérêts des membres de l'ÉFC; (2) Risque et vulnérabilité des chaînes d'approvisionnement; (3) Impact sur la transition énergétique; (4) Disponibilité des recherches et des données existantes; et (5) Nécessité d'une intervention en matière de politiques publiques. Chaque technologie a été notée selon une échelle standardisée, allant de faible à élevé, pour chaque critère.

3^E ÉTAPE. Sélection des priorités

Les technologies ayant obtenu les notes globales les plus élevées ont été présélectionnées pour faire l'objet d'une analyse plus approfondie, sur la base des commentaires formulés par le comité de recherche de l'ÉFC.

ILLUSTRATION 5. PROCESSUS EN TROIS ÉTAPES VISANT À HIÉRARCHISER LES TECHNOLOGIES DE RÉSEAU EN VUE DE LEUR ÉVALUATION



Liste préliminaire des technologies

Le Tableau 1 présente un aperçu des neuf technologies réparties en trois catégories :

- 1. Expansion et maintien des infrastructures :** transformateurs de puissance et de distribution, appareillages de commutation et disjoncteurs, remplacement des conducteurs par des conducteurs de pointe.
- 2. Infrastructures et systèmes de réseau intelligent :** évaluation dynamique de la capacité des lignes, sous-stations numériques, capteurs et systèmes de surveillance du réseau, systèmes de contrôle avancés (p. ex., système avancé de gestion de la distribution/système de gestion des ressources énergétiques décentralisées).
- 3. Flexibilité en périphérie du réseau et flexibilité de la demande :** équipements connectés permettant la flexibilité de la demande, systèmes de contrôle de puissance (p. ex., panneaux intelligents et autres systèmes permettant de surveiller et de contrôler les charges des bâtiments).

TABEAU 1. TECHNOLOGIES RETENUES POUR L'ÉVALUATION ET EMPLACEMENT DANS LE RÉSEAU (TX : TRANSMISSION; DX : DISTRIBUTION; EVC : DERRIÈRE LE COMPTEUR)

Catégorie	Technologie	Description	Matériel et logiciels	Emplacement dans le réseau		
				Tx	Dx	EVC
Expansion et maintien des infrastructures	Transformateurs (puissance et distribution)	Équipements destinés à la conversion des niveaux de tension électrique	Matériel	✓	✓	
	Conducteurs de pointe (remplacement)	Remplacement des câbles de transport conventionnels à conducteur en aluminium à âme en acier par des conducteurs de pointe	Matériel	✓		
	Appareillage de commutation et disjoncteurs	Composants utilisés pour contrôler le flux électrique afin d'isoler les défauts, d'établir une protection contre les surintensités et de mettre les équipements hors tension pour permettre un entretien en toute sécurité	Matériel	✓	✓	✓
Infrastructures et systèmes de réseau intelligent	Sous-stations numériques	Intégration de capteurs modernes, de réseaux de communication et de technologies numériques dans les sous-stations	Logiciel	✓	✓	
	Évaluation dynamique de la capacité des lignes	Capteurs installés sur les lignes de transport d'électricité qui collectent des données environnementales et climatiques en temps réel afin de calculer et de prévoir la capacité des lignes	Logiciel + capteurs	✓		
	Capteurs et systèmes de surveillance du réseau	Systèmes décentralisés permettant de fournir des données en temps réel sur l'exploitation du réseau, les conditions environnementales et l'état des actifs	Matériel + logiciels	✓	✓	
	Systèmes de contrôle avancés (système avancé de gestion de la distribution/système de gestion des ressources énergétiques décentralisées)	Plateformes mises en place par les exploitants de réseau pour gérer et optimiser les ressources énergétiques décentralisées, l'exploitation du réseau et les flux d'énergie	Logiciel		✓	
Flexibilité en périphérie du réseau et flexibilité de la demande	Systèmes de contrôle de puissance	Systèmes capables de surveiller et de contrôler les flux d'énergie afin de ne pas dépasser la capacité d'un circuit (p. ex., capacité de raccordement au réseau d'un bâtiment)	Matériel + logiciels			✓
	Équipements connectés permettant la flexibilité de la demande	Technologies intelligentes et connectées côté client qui permettent la gestion de la demande de puissance et une flexibilité de la charge (p. ex., recharge pour véhicules électriques, appareils électroménagers, thermostats)	Matériel + logiciels			✓

Comme le montre l'illustration 6, ces technologies offrent toute une série d'utilisations et d'avantages pour les systèmes électriques.

Elles comprennent notamment des outils permettant d'optimiser la capacité actuelle du réseau (p. ex., évaluation dynamique de la capacité des lignes, conducteurs de pointe), de soutenir l'expansion des réseaux de transport et de distribution (p. ex., transformateurs, appareillage de commutation), d'intégrer les énergies renouvelables et les ressources énergétiques décentralisées (p. ex., systèmes de contrôle avancés, panneaux intelligents), de protéger le réseau contre les risques physiques ou autres (p. ex., sous-stations numériques, capteurs de réseau) et de favoriser la flexibilité de la demande (p. ex., recharge intelligente pour véhicules électriques et autres dispositifs côté client).

ILLUSTRATION 6. RÉPARTITION DES CAS D'UTILISATION PAR TECHNOLOGIE

Légende :		Cas d'utilisation primaire		Cas d'utilisation secondaire		Cas d'utilisation limité ou pas d'utilisation	
TECHNOLOGIE DU RÉSEAU		CAS D'UTILISATION					
		Optimisation et capacité du réseau	Expansion du réseau	Intégration des énergies renouvelables et des ressources énergétiques décentralisées	Protection, automatisation et sécurité	Flexibilité de la demande	
		Transformateurs de puissance et de distribution					
		Appareillage de commutation et disjoncteurs					
		Conducteurs de pointe (remplacement)					
		Évaluation dynamique de la capacité des lignes					
		Sous-stations numériques					
		Capteurs et systèmes de surveillance du réseau					
		Systèmes de contrôle avancés (système avancé de gestion de la distribution/système de gestion des ressources énergétiques décentralisées)					
		Systèmes de contrôle de puissance (SGE/panneaux intelligents)					
Équipements connectés permettant la flexibilité de la demande							

Évaluation technologique

Dunsky a procédé à une analyse approfondie des technologies prioritaires présélectionnées afin d'évaluer les possibilités, les défis liés à leur déploiement et les mesures prioritaires à prendre au Canada. Pour ce faire, nous avons mis au point un cadre d'évaluation multidimensionnel, articulé autour de trois axes principaux, chacun comprenant trois sous-critères (Tableau 2). Les technologies ont été notées pour chaque critère à l'aide d'une échelle standardisée allant de faible (1) à élevé (3).

Les notes ont été établies en tenant compte de recherches documentaires, des contributions des membres de l'ÉFC recueillies par le biais d'un sondage en ligne mené en novembre 2025, ainsi que des informations issues d'entretiens avec des spécialistes des distributeurs d'énergie et du secteur. Les évaluations finales ont été examinées et validées par les spécialistes en la matière de Dunsky.

Les résultats de cette évaluation comprennent des **fiches d'information détaillées sur chaque technologie** (annexe A). Chaque fiche d'information résume l'objectif et le rôle de la technologie au sein du système électrique canadien, son importance pour la transition énergétique, ainsi que les résultats des évaluations portant sur le potentiel, le niveau de maturité et les obstacles.

TABEAU 2. DIMENSIONS ET CRITÈRES D'ÉVALUATION TECHNOLOGIQUE

Dimension	Critères	Résultat
Potentiel stratégique et besoins <i>« Pourquoi est-ce important? »</i>	Transition énergétique	Importance pour la fiabilité, l'électrification et la réduction des émissions de GES
	Potentiel de marché	Croissance du marché intérieur et/ou des marchés d'exportation
	Harmonisation des politiques publiques	En phase avec les objectifs nationaux en matière de compétitivité et d'énergie propre
Niveau de maturité technologique et de préparation à la commercialisation <i>« Est-on prêt? »</i>	Niveau de maturité technologique	Niveau de maturité selon l'échelle de maturité technologique (de la phase pilote ou de démonstration à l'adoption initiale et au déploiement à grande échelle)
	Niveau de préparation des distributeurs d'énergie et de la clientèle	Niveau de déploiement et d'adoption au Canada
	Soutien des politiques publiques	Existence de politiques, de programmes et de cadres réglementaires favorables
Obstacles <i>« Qu'est-ce qui empêche le déploiement? »</i>	Obstacles liés aux chaînes d'approvisionnement	Contraintes liées aux matériaux, à la main-d'œuvre ou à la production
	Lacunes réglementaires	Contraintes liées aux autorisations, à la réglementation ou aux normes
	Obstacles économiques et commerciaux	Coûts, effets d'échelle ou structures tarifaires ayant une incidence sur le déploiement

Partie 3 : Résultats

Conclusions intertechnologiques

L'illustration 7 présente une synthèse des performances des neuf technologies de réseau évaluées dans cette étude selon trois dimensions : le **potentiel stratégique**, le **niveau de maturité** et les **obstacles au déploiement**. Dans l'ensemble, l'évaluation met en évidence trois conclusions claires :

- 1. Le potentiel stratégique est élevé dans l'ensemble des domaines technologiques.** Ces neuf technologies constituent autant de leviers essentiels de la transition énergétique du Canada, contribuant à la fiabilité du réseau, à l'électrification et à la décarbonation. Chacune de ces technologies présente un potentiel de croissance modéré à fort et s'inscrit dans les priorités fédérales et provinciales en matière d'expansion du réseau, d'accessibilité financière, de résilience et de développement économique.
- 2. Le niveau de maturité varie considérablement selon la technologie.** Certaines technologies – notamment les infrastructures de base du réseau électrique – sont arrivées à maturité et sont largement déployées, tandis que d'autres ont fait leurs preuves sur le plan commercial, mais n'en sont encore qu'aux premières étapes de leur adoption au Canada. Ces écarts s'expliquent en grande partie par les différences observées dans l'adoption par les distributeurs d'énergie et dans le soutien des politiques publiques.
- 3. La plupart des technologies se heurtent à des obstacles modérés à importants lors de leur mise en œuvre.** Les contraintes liées aux chaînes d'approvisionnement apparaissent comme l'obstacle le plus grave et le plus répandu, en particulier pour les équipements essentiels du réseau et les composants clés. Les obstacles liés à la réglementation, aux normes et au marché affectent également plusieurs technologies de réseau intelligent et de gestion axée sur la demande, limitant ainsi leur capacité à se développer à grande échelle.

ILLUSTRATION 7. SYNTHÈSE DE L'ANALYSE DU POTENTIEL DES TECHNOLOGIES

Catégorie	N°	Technologie	Potentiel stratégique	Niveau de maturité	Obstacles
Expansion et maintien des infrastructures	1	Transformateurs	●●● ÉLEVÉ	●●● ÉLEVÉ	■■■ ÉLEVÉ
	2	Appareillage de commutation et disjoncteurs	●●● ÉLEVÉ	●●● ÉLEVÉ	■■■ ÉLEVÉ
	3	Conducteurs de pointe	●●● ÉLEVÉ	● FAIBLE	■■ MODÉRÉ
Infrastructures et systèmes de réseau intelligent	4	Évaluation dynamique de la capacité des lignes	●●● ÉLEVÉ	● FAIBLE	■ FAIBLE
	5	Sous-stations numériques	●●● ÉLEVÉ	●● MODÉRÉ	■■ MODÉRÉ
	6	Capteurs et systèmes de surveillance du réseau	●●● ÉLEVÉ	●● MODÉRÉ	■■ MODÉRÉ
	7	Systèmes de contrôle avancés (système avancé de gestion de la distribution/système de gestion des ressources énergétiques décentralisées)	●●● ÉLEVÉ	●● MODÉRÉ	■■ MODÉRÉ
Flexibilité en périphérie du réseau et flexibilité de la demande	8	Systèmes de contrôle de puissance	●●● ÉLEVÉ	●● MODÉRÉ	■■ MODÉRÉ
	9	Équipements connectés permettant la flexibilité de la demande	●●● ÉLEVÉ	●● MODÉRÉ	■■ MODÉRÉ

Les sections suivantes présentent un résumé concis des conclusions relatives aux trois catégories technologiques – **infrastructures de réseau**, **technologies de réseau intelligent** et **flexibilité en périphérie du réseau et flexibilité de la demande** – en mettant en évidence les implications pour le Canada et les domaines d'action prioritaires. Les évaluations détaillées par technologie sont présentées à l'annexe A.



Expansion et maintien des infrastructures

TECHNOLOGIES ÉVALUÉES :

- ▶ Transformateurs de puissance et de distribution
- ▶ Appareillage de commutation et disjoncteurs
- ▶ Remplacement des conducteurs par des conducteurs de pointe

Les technologies d'infrastructure du réseau constituent l'épine dorsale du système électrique canadien. Ensemble, elles permettent le transport et la distribution de l'électricité en toute sécurité, protègent le réseau contre les défaillances et déterminent la quantité d'électricité pouvant circuler sur le réseau.

Ces actifs sont indispensables pour étendre le réseau, raccorder les nouvelles sources de production et les charges croissantes, remplacer les infrastructures vieillissantes et garantir la fiabilité et la sécurité à mesure que la complexité du réseau augmente.

POTENTIEL STRATÉGIQUE

Un besoin important et incontournable du système. Les infrastructures de réseau sont indispensables tant pour l'expansion que pour le renouvellement; il n'existe aucune solution de rechange. L'électrification et la production d'énergie propre entraîneront une augmentation significative de la demande en transformateurs, en appareillages de commutation et en conducteurs dans toutes les provinces.

Un marché intérieur vaste et en pleine expansion.

- Transformateurs : TCAC d'environ 6 % à 7 % jusqu'en 2030; croissance la plus rapide dans le secteur des grands transformateurs de puissance.
- Appareillage de commutation et disjoncteurs : TCAC d'environ 5 % à 6 % dans les années 2030 grâce à l'expansion et à l'automatisation des sous-stations.
- Remplacement des conducteurs : un marché plus restreint, mais stratégique, particulièrement intéressant dans les corridors saturés où la construction de nouvelles lignes est limitée.

Des perspectives dans le secteur industriel et dans les chaînes d'approvisionnement. Le Canada dispose de pôles manufacturiers (notamment en Ontario et au Québec) et d'un accès à des matières premières essentielles (acier, aluminium, cuivre), ce qui justifie pleinement le développement de la production nationale et la réduction de la dépendance aux importations.

NIVEAU DE MATURITÉ

- **Technologies :** matures et éprouvées; aucun obstacle technique au déploiement.
- **Marché :** couramment utilisées par les distributeurs d'énergie canadiens à l'heure actuelle.
- **Innovations émergentes :**
 - les appareillages de commutation sans SF₆ (à faibles émissions) et les conducteurs de pointe sont disponibles sur le marché, mais ne se sont pas encore largement déployés.
 - les transformateurs à semi-conducteurs en sont encore au stade de la démonstration.

OBSTACLES AU DÉPLOIEMENT

Chaînes d'approvisionnement et hausse des coûts (risque le plus élevé) :

- Délais de livraison d'un à quatre ans pour les transformateurs, les disjoncteurs haute tension et les équipements de sous-stations.
- Hausses de coûts significatives depuis 2020, dues à des pénuries d'acier magnétique (GOES), de cuivre et de noyaux.
- Forte dépendance vis-à-vis des importations en provenance des États-Unis et d'Asie, qui expose les distributeurs d'énergie aux droits de douane, aux risques commerciaux et aux retards de livraison des fournisseurs.

Obstacles liés à la réglementation et aux normes :

- Le manque d'uniformité des spécifications techniques entre les différents distributeurs d'énergie freine la normalisation et les économies d'échelle.
- Les innovations plus coûteuses (p. ex., appareillages de commutation sans SF₆, conducteurs de pointe) peinent à obtenir les autorisations réglementaires malgré leurs avantages tout au long du cycle de vie.

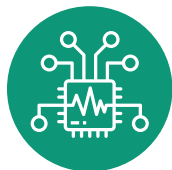
Retombées économiques :

- Les coûts d'investissement élevés affectent disproportionnellement les distributeurs d'énergie de petite taille.
- Pression inflationniste sur les taux et les plans d'investissement si les contraintes d'approvisionnement persistent.

MESURES PRIORITAIRES

- ▶ **Développer et sécuriser la production nationale** de transformateurs, d'appareillages de commutation, de disjoncteurs et d'intrants clés en amont.
- ▶ **Regrouper la demande et harmoniser les spécifications** entre les différents distributeurs d'énergie afin de réduire les délais de livraison et de limiter les risques liés aux investissements.
- ▶ **Favoriser le déploiement d'innovations éprouvées** grâce à une réglementation claire et à un processus d'approbation fondé sur le cycle de vie.
- ▶ **Diversifier les échanges commerciaux et les chaînes d'approvisionnement** afin de réduire la dépendance à l'égard de marchés uniques et les risques géopolitiques.

- ▶ Évaluation dynamique de la capacité des lignes
- ▶ Sous-stations numériques
- ▶ Capteurs et systèmes de surveillance du réseau
- ▶ Systèmes de contrôle avancés (système avancé de gestion de la distribution/système de gestion des ressources énergétiques décentralisées)



Infrastructures de réseau intelligent

Les technologies de réseau intelligent associent des capteurs numériques, des systèmes de communication et des logiciels de contrôle afin d'améliorer la visibilité du réseau, d'optimiser l'utilisation des actifs existants et de permettre un fonctionnement plus flexible et plus résilient. Elles se situent entre l'infrastructure physique et les ressources côté client, formant ainsi l'épine dorsale opérationnelle d'un réseau moderne, axé sur les données.

Les technologies de réseau intelligent permettent aux distributeurs d'énergie de libérer des capacités inutilisées, de réduire les pannes de courant, de reporter les modernisations nécessitant d'importants investissements, et d'intégrer les ressources énergétiques décentralisées à moindre coût et plus rapidement qu'avec les solutions traditionnelles. Ces outils sont indispensables pour gérer l'électrification dans un contexte de contraintes liées aux emprises, aux budgets et aux échéanciers.

POTENTIEL STRATÉGIQUE

Valeur élevée du système, taille modérée du marché à court terme : les avantages découlent principalement de l'évitement ou du report des dépenses d'infrastructure, d'une fiabilité accrue et d'une meilleure utilisation des actifs.

Forte adéquation avec les priorités fédérales et provinciales en matière de modernisation du réseau, de fiabilité, de résilience et d'accessibilité financière.

Possibilité de tirer parti des forces du Canada dans les domaines des logiciels, des services d'ingénierie et de l'automatisation du réseau, même lorsque le matériel est importé.

NIVEAU DE MATURITÉ

- **Technologies :** toutes les technologies sont disponibles sur le marché et ont fait leurs preuves à l'échelle internationale.
 - **Capteurs, SAGD :** se développent à l'échelle mondiale; leur adoption est inégale au Canada.
 - **Évaluation dynamique de la capacité des lignes, sous-stations numériques :** adoption précoce au Canada, avec des projets pilotes et des déploiements ciblés.
- **Marché :** le déploiement reste sélectif et spécifique à chaque projet; il ne s'agit pas encore d'une pratique courante.
- **Adéquation des politiques :** partiel. Des financements destinés à l'innovation et des projets pilotes existent, mais les cadres réglementaires généraux sont en retard par rapport aux réalités opérationnelles.

OBSTACLES AU DÉPLOIEMENT

Cadres réglementaires et modèles d'affaires des distributeurs d'énergie.

- La réglementation des distributeurs d'énergie fondée sur le coût de service privilégie les immobilisations traditionnelles au détriment des logiciels et des données.
- Les possibilités de recouvrement des coûts sont limitées pour **le système avancé de gestion de la distribution et le système de gestion des ressources énergétiques décentralisées** (logiciels, coûts d'intégration), **les ressources énergétiques décentralisées et les sous-stations numériques** (coûts supplémentaires par rapport aux conceptions conventionnelles).

- Les distributeurs d'énergie indiquent leur difficulté à démontrer la valeur de ces solutions aux organismes de réglementation, malgré des avantages significatifs tout au long du cycle de vie.

Interopérabilité et normes :

- La fragmentation des normes (CEI 61850, communications des ressources énergétiques décentralisées, protocoles de recharge pour véhicules électriques) entraîne une augmentation des coûts et renforce la dépendance vis-à-vis des fournisseurs.
- La lenteur des cycles de mise à jour des normes CSA et des codes retarde le déploiement de technologies éprouvées.
- L'absence d'architectures communes complique l'intégration entre les différents fournisseurs et systèmes.

Capacité interne

- Les distributeurs d'énergie peuvent trouver les solutions de réseau intelligent complexes et difficiles à mettre en œuvre.
- L'adoption est ralentie par des pénuries de main-d'œuvre dans les domaines de la protection et du contrôle, de l'analyse des données et des systèmes numériques.

MESURES PRIORITAIRES

- ▶ **Moderniser la réglementation applicable aux distributeurs d'énergie :** permettre le recouvrement des coûts pour les systèmes numériques, les logiciels et les solutions non filaires; adopter des mesures incitatives fondées sur la performance et liées à la fiabilité et à la capacité.
- ▶ **Examiner le mandat, et non l'adopter :** exiger des distributeurs d'énergie qu'ils évaluent explicitement les options de réseau intelligent lors de la planification et du renouvellement des actifs.
- ▶ **Accélérer l'harmonisation des normes :** soutenir les initiatives d'interopérabilité ascendantes; accélérer la mise à jour des codes et des normes afin de faciliter la numérisation et l'intégration des ressources énergétiques décentralisées.
- ▶ **Réduire les risques liés au déploiement :** financer des démonstrations ciblées visant à démontrer les performances opérationnelles dans les conditions canadiennes.
- ▶ **Renforcer les capacités des distributeurs d'énergie :** investir dans le développement des compétences de la main-d'œuvre et dans l'intégration des systèmes, parallèlement au déploiement technologique.



Flexibilité de la demande

TECHNOLOGIES ÉVALUÉES :

- ▶ Systèmes de contrôle de puissance (p. ex., panneaux intelligents, SGE)
- ▶ Équipements connectés permettant la flexibilité de la demande

Les technologies de flexibilité de la demande permettent une gestion active de la demande en électricité au niveau de la clientèle et des lignes d'alimentation, en adaptant les charges aux conditions du réseau en temps quasi réel. Cette catégorie comprend les systèmes de gestion de l'énergie (SGE) à l'échelle des bâtiments et des installations, les panneaux intelligents et les plateformes de contrôle (collectivement appelés « systèmes de contrôle de puissance ») qui coordonnent les charges, la production sur site et le stockage; ainsi qu'une gamme de d'équipements connectés permettant d'assurer la flexibilité de la demande afin de réduire les pointes de consommation et les coûts de modernisation du réseau, notamment les thermostats intelligents, les bornes de recharge intelligentes et bidirectionnelles pour véhicules électriques, les thermopompes, les chauffe-eau et d'autres appareils destinés à l'usage final, capables de gérer la demande de puissance.

POTENTIEL STRATÉGIQUE

- **Valeur pour le système** : la flexibilité de la demande permet de réduire les pointes de consommation, de retarder la modernisation des réseaux de distribution, d'améliorer la fiabilité et de réduire les coûts du réseau, souvent à une fraction du coût des solutions traditionnelles de renforcement du réseau.
- **Potentiel de déploiement** : d'ici 2035, des millions de dispositifs contrôlables pourraient être installés dans les foyers et les entreprises canadiennes, constituant ainsi l'une des principales sources de capacité flexible du réseau.
- **Harmonisation des politiques publiques** : la flexibilité de la demande s'inscrit parfaitement dans les objectifs d'accessibilité financière, d'électrification et d'électricité propre; elle soutient l'adoption des véhicules électriques, l'électrification des bâtiments et l'intégration des ressources énergétiques décentralisées sans nécessiter de surdimensionner les infrastructures.
- **Perspective nationale** : il s'agit d'un atout dans les domaines des logiciels, de l'intégration de systèmes et de la prestation de programmes; offrant un potentiel de développement pour les entreprises canadiennes dans les secteurs des SGE, des systèmes de contrôle et des services d'agrégation.

NIVEAU DE MATURITÉ

- **Technologies** : largement au point et disponibles sur le marché. Les thermostats intelligents, les bornes de recharge pour véhicules électriques et les systèmes de gestion de l'énergie (SGE) de base sont déjà répandus au Canada; des plateformes de contrôle de puissance intégrées plus avancées en sont encore aux premiers stades d'adoption.
- **Marché** : l'adoption par la clientèle est en hausse, en particulier là où des mesures incitatives sont proposées par les distributeurs d'énergie. Les secteurs commercial et institutionnel sont en tête; l'adoption dans le secteur résidentiel dépend fortement de la conception des programmes.
- **Adéquation des politiques publiques** : inégale. De nombreux distributeurs d'énergie mènent des projets pilotes ou des programmes à portée limitée, mais rares sont les collectivités publiques qui disposent de cadres permettant un déploiement à grande échelle et permanent ou une intégration à l'échelle du système.

OBSTACLES AU DÉPLOIEMENT

- **Réglementations et codes (à très haut risque)** : les cadres réglementaires applicables aux distributeurs d'énergie ne reconnaissent pas systématiquement la valeur de la flexibilité de la demande et des solutions non filaires, ni ne permettent le recouvrement des investissements importants en logiciels réalisés côté client.
- **Interopérabilité** : les codes et normes électriques ne reconnaissent pas clairement les systèmes de contrôle de puissance et de gestion de l'énergie comme des outils permettant d'éviter de surdimensionner les installations ou de gérer la demande, ce qui engendre des difficultés et entraîne des coûts supplémentaires liés aux approbations et aux inspections.
- **Contexte économique et commercial** : les coûts initiaux, la faible sensibilisation de la clientèle et le recours à des mesures incitatives à court terme freinent l'adoption de ces technologies, en particulier sur les marchés résidentiels.
- **Chaînes d'approvisionnement** : la dépendance vis-à-vis des semi-conducteurs et des composants électroniques importés suscite de plus en plus d'inquiétudes, même si les répercussions sont moins graves que pour les équipements essentiels du réseau.

MESURES PRIORITAIRES

- ▶ **Moderniser la réglementation applicable aux distributeurs d'énergie** : reconnaître explicitement et rémunérer la flexibilité de la demande, les solutions non filaires et les solutions logicielles.
- ▶ **Mettre à jour les codes et les normes** : permettre aux systèmes de contrôle de puissance et de gestion de l'énergie et aux dispositifs flexibles de se substituer aux investissements traditionnels en capacité et d'améliorer l'interopérabilité.
- ▶ **Mettre en place des signaux de marché durables** grâce à des programmes à long terme de distributeurs d'énergie et à des mesures incitatives prévisibles visant à favoriser la flexibilité côté client.
- ▶ **Tirer parti des canaux de distribution existants** (installateurs, agrégateurs, distributeurs) pour accélérer efficacement le déploiement.
- ▶ **Intégrer la flexibilité de la demande dans la planification du réseau** afin qu'elle soit prise en compte au même titre que les investissements traditionnels dans les réseaux de transport et de distribution.

Partie 4 :

Analyse et discussion

Potentiel : élevé pour l'ensemble des technologies

L'évaluation technologique présente une conclusion claire et cohérente : toutes les technologies de réseau évaluées jouent un rôle important dans la transition énergétique du Canada. Les équipements traditionnels du réseau, les systèmes de réseau intelligent et les technologies axées sur la demande revêtent tous une grande importance stratégique, ce qui illustre leur rôle collectif dans la promotion de l'électrification, le maintien de la fiabilité et le soutien à la croissance économique, alors que la demande en électricité devrait augmenter de 2 % à 3 % par an jusqu'en 2050.⁴¹

Ces technologies renforcent la capacité du Canada à atteindre ses objectifs de carboneutralité, à électrifier les logements, les bâtiments, les transports et l'industrie, et à garantir que le réseau électrique reste fiable, résilient et abordable malgré des contraintes croissantes. Elles s'inscrivent également en étroite cohérence avec les priorités des gouvernements fédéral et provinciaux en matière de politiques publiques liées à la compétitivité climatique, aux grands projets d'infrastructure à l'échelle nationale et à la sécurité énergétique.⁴²

Le potentiel de marché est également important pour la plupart des technologies. Les équipements essentiels du réseau, tels que les transformateurs et les appareillages de commutation, connaissent une croissance soutenue de la demande, portée par le renouvellement des actifs et l'expansion du réseau. Les technologies de réseau intelligent et les technologies numériques – notamment les systèmes de contrôle avancés, les capteurs de réseau et l'évaluation dynamique de la capacité des lignes – affichent des taux de croissance élevés à l'échelle mondiale et revêtent une importance croissante au Canada, à mesure que les distributeurs d'énergie cherchent à mieux exploiter les infrastructures existantes. Les technologies côté client, telles que les panneaux intelligents, les systèmes de gestion énergétique (SGE) et les dispositifs en périphérie du réseau, en sont encore à leurs débuts au Canada, mais présentent un fort potentiel de croissance dans les collectivités publiques où les cadres politiques et réglementaires sont favorables.

Il en ressort que l'évaluation du potentiel met en évidence la nécessité stratégique, plutôt qu'un ordre de priorité entre les technologies. Les différences entre celles-ci tiennent non pas à leur « importance », mais à leur niveau de maturité pour un déploiement à grande échelle et aux obstacles qui en freinent la mise en œuvre.

TABEAU 3. POTENTIEL DE CROISSANCE ET MARCHÉS CLÉS POUR LES TECHNOLOGIES DE RÉSEAU

Technologie	Potentiel de croissance (TCAC/prévision de marché)
Transformateurs (puissance et distribution)	TCAC de 6 % à 7,5 % jusqu'en 2030; taille potentielle du marché de 2,6 G\$
Appareillage de commutation et disjoncteurs (tension moyenne et élevée)	TCAC de 5 % à 6 % jusqu'en 2033; taille potentielle du marché de 4,2 G\$
Remplacement des conducteurs par des conducteurs de pointe	TCAC de 3 % à 4 % jusqu'en 2031; taille potentielle du marché de 450 M\$
Évaluation dynamique de la capacité des lignes	TCAC de 20 % à 30 % jusqu'en 2035
Capteurs et systèmes de surveillance du réseau	TCAC de 8,9 % (IMA, jusqu'en 2035); taille potentielle du marché d'environ 600 M\$
Sous-stations numériques	TCAC de 6 % à 8 % jusqu'en 2035 (prévisions mondiales)
Systèmes de contrôle avancés (système avancé de gestion de la distribution/système de gestion des ressources énergétiques décentralisées)	TCAC de 15 % à 20 % jusqu'en 2030; taille potentielle du marché de 385 M\$
Systèmes de contrôle de puissance	TCAC de 20 % à 30 % jusqu'en 2030 (mondial)
Dispositifs connectés côté client	TCAC de 15 % à 25 % jusqu'en 2030 (mondial)

⁴¹ [Forecasting Canada's Electricity Future - L'Accélérateur de transition](#) (en anglais seulement)

⁴² [Budget 2025 : un pas dans la bonne direction pour renforcer la compétitivité climatique du Canada](#)

Niveau de maturité : la technologie n'est pas le facteur limitant

Les écarts de maturité entre les différentes technologies sont bien réels, mais les études et les entretiens avec des spécialistes soulignent systématiquement que la maturité technologique constitue rarement le principal frein pour ce groupe de technologies.

Les membres de l'ÉFC ont souligné que l'adoption actuelle sur le marché varie – elle est la plus forte pour les appareillages de commutation et les disjoncteurs, les transformateurs et les conducteurs; la plus faible pour les sous-stations numériques, les systèmes de contrôle avancés, les SGE et les tableaux intelligents ainsi que les capteurs de réseau – mais que toutes ces technologies devraient connaître une hausse modérée ou forte de la demande au cours des cinq à dix prochaines années. Seul(e)s 11 % des répondant(e)s ont identifié la maturité technologique comme un frein à la croissance.

Les distributeurs d'énergie interrogés dans le cadre de cette étude ont souligné que la « disponibilité commerciale » ne signifiait pas pour autant que la technologie était « déployable à grande échelle ». Une société d'électricité d'État a souligné l'importance des sous-stations numériques, des capteurs et des systèmes de contrôle avancés pour le réseau de demain, tout en notant que leur déploiement progresse lentement en raison des risques liés à l'intégration, des cadres réglementaires et des contraintes en matière de capacités internes. Une société d'électricité de taille moyenne a abondé dans ce sens, soulignant que, bien que les systèmes avancés de gestion de la distribution, les infrastructures de mesurage avancées et les outils numériques progressent, le principal défi réside dans la préparation organisationnelle, les capacités de la main-d'œuvre et l'intégration des systèmes, et non dans la technologie elle-même.

D'après les entretiens, les lacunes en matière de préparation étaient le plus souvent liées aux éléments suivants :

- des mécanismes de recouvrement des coûts peu clairs pour les investissements dans le numérique et les logiciels;
- des mesures incitatives limitées en faveur des solutions non filaires et de l'intégration des ressources énergétiques décentralisées;
- des difficultés d'interopérabilité et des risques de dépendance vis-à-vis des fournisseurs;
- des contraintes en matière de main-d'œuvre et de capacités en cybersécurité.

Cela confirme une conclusion essentielle : c'est le *niveau de préparation des systèmes* – et non la maturité technologique – qui constitue le principal goulot d'étranglement pour de nombreuses solutions de réseau émergentes.

Obstacles au déploiement : quand les politiques publiques peuvent faire la différence

Parmi les neuf technologies évaluées, ce sont désormais les obstacles au déploiement, plutôt que l'innovation, qui constituent le principal frein à la transition énergétique du réseau canadien. Si la nature et l'ampleur des obstacles varient selon les technologies, une hiérarchie claire se dégage des analyses, des sondages et des échanges avec des acteurs du secteur : **les contraintes liées aux chaînes d'approvisionnement et aux coûts constituent le principal défi à l'échelle du système**, en particulier pour les équipements essentiels du réseau. Une autre série d'obstacles réside dans les cadres réglementaires, les codes et les normes qui limitent l'interopérabilité et ralentissent le déploiement de solutions numériques et flexibles.

Contraintes liées aux chaînes d'approvisionnement et aux coûts

Les contraintes liées aux chaînes d'approvisionnement sont particulièrement marquées pour les équipements essentiels du réseau, notamment les transformateurs de puissance et de distribution, ainsi que les appareillages de commutation et les disjoncteurs à moyenne et haute tension. Ces technologies sont confrontées à des délais d'approvisionnement longs et incertains, ainsi qu'à une hausse des coûts due à des

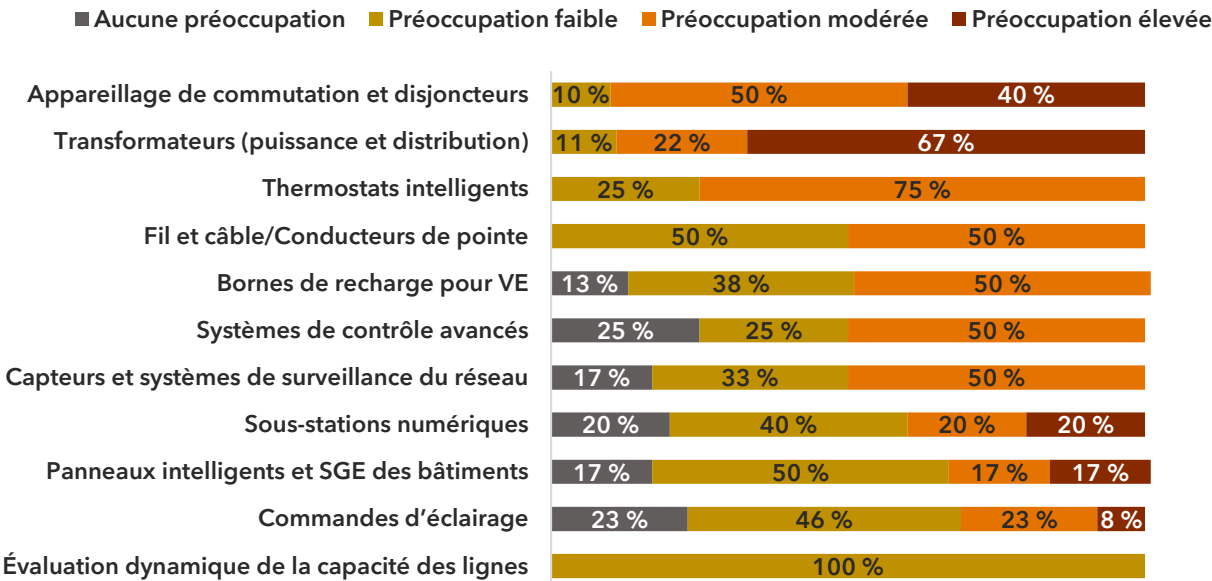
pénuries de matériaux (cuivre, acier magnétique, noyaux, isolants), à une forte dépendance vis-à-vis des importations et à une exposition aux risques commerciaux et géopolitiques.

Les délais d'approvisionnement pour certaines technologies de réseau ont atteint un à trois ans, voire plus, en raison de pénuries de matériaux essentiels, tels que le cuivre, l'acier magnétique, les noyaux de transformateurs, les isolants et divers composants spécialisés. La forte dépendance vis-à-vis des importations – provenant principalement des États-Unis et d'Asie – a accru la vulnérabilité face aux droits de douane, aux différends commerciaux et aux risques de futures restrictions à l'exportation. Les spécialistes du secteur ont souligné que les risques liés aux chaînes d'approvisionnement ne se limitent plus aux équipements complexes, mais s'étendent désormais à des intrants de base, tels que les boulons, les éléments de fixation et les treillis en acier, où l'absence d'un seul élément peut retarder l'ensemble d'un projet.

Les résultats de sondage renforcent ces conclusions :

- **47 % des membres de l'ÉFC interrogés** ont identifié les coûts initiaux élevés comme principal obstacle au déploiement, plusieurs indiquant que la hausse des coûts est directement liée aux perturbations des chaînes d'approvisionnement.
- **les préoccupations liées aux chaînes d'approvisionnement sont particulièrement élevées pour les transformateurs** (pour 67 %, il s'agit d'une préoccupation « élevée ») et **les appareillages de commutation et les disjoncteurs** (pour 40 %, il s'agit d'une préoccupation « élevée »), 9 personnes sur 10 se déclarant au moins « modérément préoccupées ».
- les conséquences les plus fréquemment mentionnées sont **l'allongement des délais** (39 %) et **l'augmentation des coûts** (37 %), tandis que 16 % des répondant(e)s signalent des **occasions commerciales manquées** et 14 % indiquent ne pas avoir été en mesure de répondre à la demande de leur clientèle en raison de contraintes d'approvisionnement.

ILLUSTRATION 8. NEUF MEMBRES DE L'ÉFC SUR DIX EXPRIMENT UNE PRÉOCCUPATION « ÉLEVÉE » OU « MODÉRÉE » À L'ÉGARD DES CHAÎNES D'APPROVISIONNEMENT DES TRANSFORMATEURS, DES APPAREILLAGES DE COMMUTATION ET DES DISJONCTEURS



Ces pressions ont des répercussions directes sur l'accessibilité financière de l'électricité, les délais de modernisation du réseau et la capacité à raccorder de nouvelles charges et de nouvelles sources de production. Les distributeurs d'énergie ont indiqué que les longs délais d'approvisionnement pourraient les

contraindre à remanier le calendrier des projets, à remplacer certains fournisseurs ou produits, et à faire approuver de nouveau les plans, ce qui entraînerait une cascade de retards et de coûts supplémentaires. Les parties prenantes du secteur s'attendent généralement à ce que ces contraintes persistent pendant au moins les cinq prochaines années, ce qui fait des transformateurs et des appareillages de commutation des **éléments à haut risque nécessitant une intervention prioritaire en matière de politiques publiques.**

TABLEAU 4. LES DÉLAIS D'APPROVISIONNEMENT POUR LES ÉQUIPEMENTS ESSENTIELS DU RÉSEAU SONT ACTUELLEMENT D'UN À TROIS ANS

Catégorie d'équipements	Délais d'approvisionnement	Sources
Transformateurs de puissance	de 80 à plus de 210 semaines (de 1,5 à 4 ans)	Wood Mackenzie
Disjoncteurs à haute tension	151 semaines (3 ans)	Sources
Appareillage de commutation à moyenne tension	jusqu'à 80 semaines ⁴³	Kiewit
Transformateurs de distribution	plus de 100 semaines (environ 2 ans)	Sources
Câbles à haute tension	de 2 à 3 ans	AIE
Câbles CC	plus de 5 ans	AIE
Matériel de sous-station (enceintes, systèmes de protection)	plus de 100 semaines (environ 2 ans)	Sources

Obstacles liés à la réglementation et aux politiques publiques

Si les chaînes d'approvisionnement jouent un rôle prépondérant pour les équipements du réseau, les **obstacles liés à la réglementation et aux politiques publiques constituent le frein le plus important pour les technologies de réseau intelligent et de gestion axée sur la demande**, notamment les systèmes de contrôle avancés (système avancé de gestion de la distribution/système de gestion des ressources énergétiques décentralisées), les capteurs de réseau, les systèmes de contrôle de puissance et d'autres solutions numériques.

Les distributeurs d'énergie et les fournisseurs de technologies ont mis en évidence deux problèmes récurrents :

- 1. les cadres réglementaires et tarifaires applicables aux distributeurs d'énergie** qui privilégient les investissements conventionnels et capitalistiques au détriment des solutions logicielles, des données et des solutions non filaires, et qui ne prévoient pas de mécanismes clairs d'évaluation et de rémunération pour les ressources énergétiques décentralisées, la flexibilité de la demande et les services de réseau;
- 2. des codes et des normes en décalage avec les avancées technologiques**, ce qui limite la capacité des solutions émergentes à apporter une valeur ajoutée au système – par exemple, l'absence de directives claires dans le Code canadien de l'électricité pour permettre aux systèmes de contrôle de puissance de reporter les mises à niveau des services.

Environ un tiers (32 %) des répondant(e)s au sondage ont cité les cadres réglementaires comme un obstacle, juste derrière les coûts initiaux, tandis que 28 % d'entre eux et elles ont identifié l'adoption par les distributeurs d'énergie comme une contrainte (étroitement liée aux autorisations réglementaires et aux règles de recouvrement des coûts). Les distributeurs d'énergie ont fait remarquer que même des technologies éprouvées, telles que l'évaluation dynamique de la capacité des lignes ou le remplacement des conducteurs, peuvent se heurter à des obstacles au déploiement lorsque les coûts supplémentaires sont difficiles à justifier dans les cadres réglementaires actuels, malgré d'importants avantages tout au long du cycle de vie. Cette conclusion est corroborée par une étude d'étalonnage réalisée en 2023 sur les distributeurs d'énergie, qui a

⁴³ Varie grandement selon le type d'actifs.

révélé que peu d'entre eux avaient obtenu l'autorisation réglementaire de considérer les ressources énergétiques décentralisées comme des solutions non filaires ou de les utiliser pour des services auxiliaires.⁴⁴

Interopérabilité et normes

L'interopérabilité s'est révélée être un obstacle persistant à l'échelle du système, touchant à la fois les équipements et les technologies numériques. Les distributeurs d'énergie et les fabricants ont souligné que la fragmentation des normes, les spécifications propres à chaque distributeur d'énergie et la lenteur des processus de mise à jour des codes contribuent à une hausse des coûts, à une complexité accrue des processus d'approvisionnement, à des risques de dépendance vis-à-vis des fournisseurs et à des retards de déploiement.

Bien qu'elle ait été citée par moins de répondant(e)s au sondage que les coûts ou la réglementation (18 %), l'interopérabilité ressort comme un enjeu majeur dans les entretiens. Plusieurs distributeurs d'énergie ont souligné que la dépendance à un fournisseur unique peut freiner les efforts de modernisation en cas de problèmes d'approvisionnement ou de performance, tandis que les spécialistes du secteur ont mis en lumière des décennies de spécifications sur mesure qui limitent les économies d'échelle et ralentissent la réactivité des fabricants.

Investissements récents dans la fabrication d'équipements électriques au Canada

Les fabricants canadiens réagissent aux contraintes liées à l'approvisionnement en équipements de réseau par d'importantes expansions de capacité en Ontario et au Québec, mobilisant des centaines de millions de dollars et créant des centaines d'emplois qualifiés dans les secteurs des transformateurs, des appareillages de commutation et des équipements de distribution électrique :

- **Hitachi Énergie (Québec)** - septembre 2025 : projet d'expansion de 270 M\$ du centre de fabrication de transformateurs CCHT et du pôle de recherche et développement de Varennes, dont 40 M\$ provenant du gouvernement du Canada. Cet investissement permettra de tripler la capacité de production de grands transformateurs de puissance et de transformateurs CCHT, et de créer environ 500 emplois hautement qualifiés.
- **Northern Transformer Corporation (Ontario)** - septembre 2025 : lancement de la construction d'un site de 207 M\$ à Innisfil, destiné à la fabrication de grands transformateurs de puissance. Il sera doté de capacités d'assemblage complet et d'essais haute tension, ce qui permettra d'accroître considérablement la capacité de production de transformateurs de l'Ontario et de réduire la dépendance aux importations.
- **Eaton Canada (Ontario)** - Investissement de 15 M\$ pour développer la fabrication d'appareillages de commutation basse tension, de tableaux de contrôle et de panneaux de distribution, ce qui permettra d'augmenter la capacité de production d'environ 20 %.
- **ABB Électrification Canada (Québec)** - Investissement de 130 M\$ dans une nouvelle installation de fabrication et de recherche et développement à Montréal, visant à accroître la capacité de production et à soutenir l'innovation dans le domaine des technologies de pointe en matière de protection et de distribution de l'énergie.
- **Schneider Electric (Québec)** - Agrandissement du site de Brossard, augmentation de la capacité de production d'environ 30 %, création d'environ 70 emplois et mise en service d'une nouvelle ligne de production d'équipements électriques et de dispositifs de distribution d'électricité destinés aux bâtiments et aux infrastructures.
- **CES Transformers (Ontario)** - janvier 2026 : investissement de 100 M\$ pour l'agrandissement du site de production de Markham, permettant de plus que tripler la capacité de production de transformateurs électriques à haut rendement et de créer plus de 150 emplois dans le secteur de la fabrication de pointe.

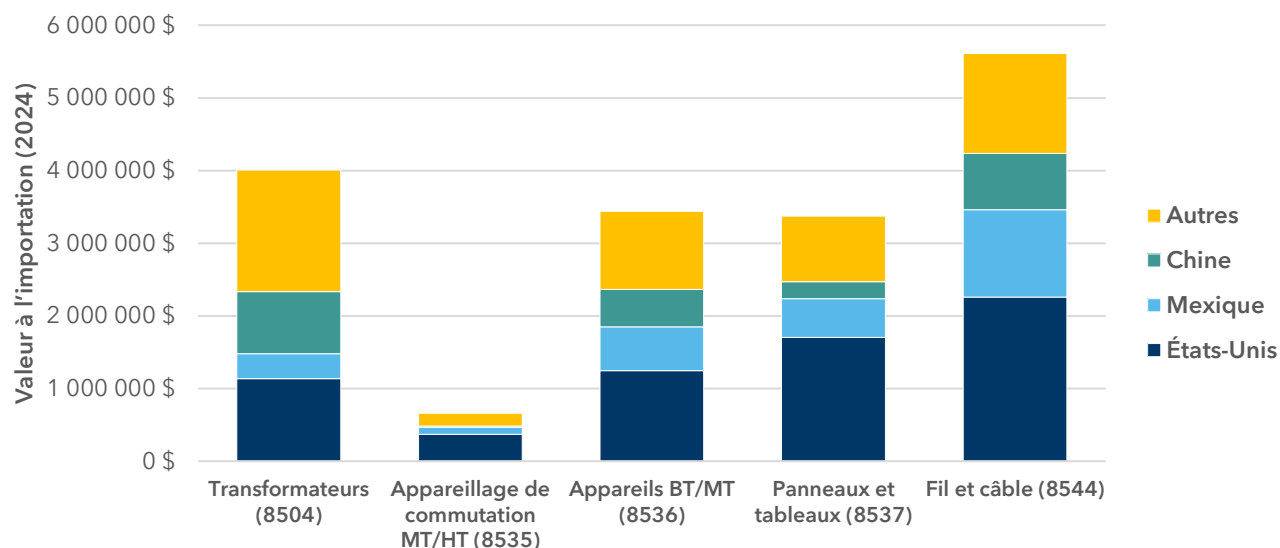
⁴⁴ Groupe d'innovation du réseau intelligent et Dunsky. 2023. *Initiative de Référenciation de l'énergie intelligente pour les distributeurs d'énergie*.

Synthèse : pourquoi les chaînes d’approvisionnement sont-elles au cœur des mesures à prendre?

Dans l’ensemble, ces résultats mènent à une conclusion claire : **le risque lié aux chaînes d’approvisionnement constitue une vulnérabilité stratégique pour le secteur de l’électricité canadien**, dont les répercussions les plus immédiates et les plus importantes touchent les équipements essentiels du réseau. Contrairement aux obstacles liés aux réglementations ou aux normes, qui varient selon les technologies et les collectivités publiques, les perturbations des chaînes d’approvisionnement se manifestent déjà dans tout le pays sous la forme de retards dans les projets, de hausses de coûts et de contraintes pesant sur l’expansion des capacités.

Le Canada aborde cette période en disposant d’atouts majeurs, notamment d’une capacité de fabrication nationale bien établie pour certains équipements de réseau, d’une expertise approfondie en ingénierie et en automatisation des réseaux, de solides capacités en recherche et développement, ainsi que d’un accès à des matériaux critiques (tels que l’acier, l’aluminium et le cuivre). Le Canada est déjà un exportateur de premier plan dans certains secteurs; par exemple, environ **20 % des importations américaines d’appareillages de commutation haute tension** en 2024 provenaient du Canada.⁴⁵

ILLUSTRATION 9. LES IMPORTATIONS D’ÉQUIPEMENTS DE RÉSEAU PROVIENNENT PRINCIPALEMENT DES ÉTATS-UNIS, DU MEXIQUE ET DE LA CHINE⁴⁶



La croissance récente de la demande a également stimulé les investissements visant à accroître les capacités de fabrication nationales (voir l’encadré ci-dessus). Selon certains acteurs du secteur, la mise en place de nouvelles capacités de fabrication et le renforcement des chaînes d’approvisionnement en amont (p. ex., pour l’acier magnétique) pourraient porter leurs fruits d’ici quelques années.⁴⁷ Cependant, les fabricants sont confrontés à toute une série de contraintes, notamment des pénuries de matériaux et de main-d’œuvre, qui limitent la rapidité avec laquelle la production peut s’adapter pour répondre à la demande croissante.⁴⁸

Dans le même temps, le Canada reste un marché relativement restreint et tributaire des importations. **Le commerce intérieur ne représente que 3 % de l’approvisionnement en équipements électriques essentiels**, contre 60 % pour les importations, ce qui expose le pays aux perturbations mondiales et aux

⁴⁵ [Transformer, breaker backlogs persist, despite reshoring progress | Utility Dive](#) (en anglais seulement)

⁴⁶ [Données sur le commerce en direct](#)

⁴⁷ [JFE Shoji Power Canada Calls For Greater Investments In Electrical Transformer Manufacturing - Canadian Manufacturing](#) (en anglais seulement)

⁴⁸ RNCan. 2025. Analyse non publiée.

restrictions commerciales. Comme le montre l'illustration 9, le Canada dépend fortement de trois pays – les États-Unis, le Mexique et la Chine – pour ses importations de technologies de réseau critiques, qui représentaient environ 70 % des importations en 2024. En revanche, près de 90 % des exportations d'électricité du réseau canadien sont destinées aux États-Unis, ce qui rend les fournisseurs très vulnérables aux droits de douane.

Cette dynamique souligne la nécessité de mettre en place **des interventions ciblées et stratégiques**, axées sur les technologies et les chaînes d'approvisionnement où les risques sont les plus élevés et où les occasions nationales sont réelles. Les personnes interrogées ont mis en avant le récent partenariat entre Hydro One, Northern Transformer et les gouvernements fédéral et provincial comme un modèle potentiel pour de futures interventions (voir l'encadré ci-dessous). Les implications de cette analyse sont présentées dans la section suivante sous la forme d'une feuille de route pour le secteur et les politiques publiques.

Partenariat entre Hydro One et Northern Transformer : développer la fabrication nationale de technologies de réseau

Northern Transformer Corporation (NTC) investit **207 M\$ dans une nouvelle installation de fabrication de pointe à Innisfil, en Ontario, destinée à la production de grands transformateurs de puissance à haute tension**. Ce projet marque une expansion délibérée vers le segment des grands transformateurs de puissance et constitue le deuxième site de fabrication de NTC dans la province, en complément de ses installations existantes à Maple.

Cette expansion repose sur le rôle d'**Hydro One en tant que cliente phare stratégique**. Hydro One s'est engagée publiquement à consacrer environ 165 M\$ par an aux infrastructures énergétiques de Northern Transformer, offrant ainsi une garantie de la demande à long terme qui a permis de définir l'ampleur et la portée de cet investissement.

Les gouvernements fédéral et provincial soutiennent ce projet à hauteur de 10,5 M\$ provenant d'Investissements Ontario, et de 6 M\$ provenant de FedDev Ontario. **Le financement public est explicitement lié à la réduction de la dépendance vis-à-vis des transformateurs importés et au renforcement des chaînes d'approvisionnement nationales du secteur de l'électricité.**

Le site d'Innisfil devrait créer entre 150 et 200 emplois directs et entrer en service vers 2028. Au-delà de l'assemblage de transformateurs, le projet vise à renforcer les chaînes d'approvisionnement nationales pour des intrants clés, notamment l'acier magnétique, les câbles et les isolants.

Les spécialistes du secteur que nous avons interrogé(e)s ont qualifié ce partenariat de **« cas d'école » en matière de renforcement des capacités nationales** : des signaux de demande clairs de la part des distributeurs d'énergie, des fabricants qui se lancent dans de nouvelles gammes de produits, et des gouvernements qui harmonisent leurs politiques et leurs financements pour combler une lacune stratégique en matière d'approvisionnement.

Sources : [Transformer Technology](#); [Construct Connect](#); [Canadian Manufacturing](#); entrevues dans le secteur.

Partie 5 :

Feuille de route des technologies de réseau

Répercussions pour le secteur des technologies de réseau du Canada

Le Canada aborde la prochaine étape de sa transition énergétique en s'appuyant sur des atouts de taille : une capacité de fabrication bien établie en matière d'équipements de réseau, une solide expertise en ingénierie et en logiciels, ainsi qu'un accès à des matériaux essentiels. Dans le même temps, le secteur reste fortement tributaire des importations, avec des échanges interprovinciaux limités et une vulnérabilité croissante face aux perturbations des chaînes d'approvisionnement mondiales, aux restrictions commerciales et à la hausse des coûts. Ces défis sont aggravés par des obstacles liés à la réglementation et au marché, qui ralentissent le déploiement des technologies de réseau, qu'elles soient traditionnelles ou émergentes.

Avec des centaines de milliards de dollars d'investissements prévus dans le réseau au cours de la prochaine décennie, et un besoin estimé à 1 400 milliards de dollars d'ici 2050 pour atteindre l'objectif de carboneutralité, les perspectives pour l'industrie nationale sont considérables. Pour saisir cette occasion, il importe moins d'identifier de nouvelles technologies que de lever les obstacles existants qui retardent ou empêchent le déploiement de solutions éprouvées déjà utilisées dans d'autres collectivités publiques. La feuille de route ci-dessous traduit nos conclusions en un ensemble ciblé de priorités et de mesures stratégiques visant à réduire les risques, à accélérer le déploiement et à renforcer l'écosystème des technologies de réseau du Canada.

ILLUSTRATION 10. CINQ PILIERS STRATÉGIQUES POUR LE SECTEUR DES TECHNOLOGIES DE RÉSEAU DU CANADA



Le renforcement de la production nationale de technologies de réseau critiques peut améliorer la sécurité énergétique et apporter des avantages économiques à la population canadienne. Parallèlement, le Canada doit maintenir l'accès aux technologies de réseau de pointe sur les marchés mondiaux, en particulier dans les domaines où les capacités nationales restent limitées. Concrètement, les priorités stratégiques du Canada sont au nombre de trois :

- 1. Développer des pôles de compétitivité internationale dans les technologies de réseau stratégiques,** en mettant l'accent sur les secteurs où les capacités nationales et les chaînes d'approvisionnement offrent des avantages en matière de sécurité, et où le Canada dispose d'un potentiel crédible de compétitivité mondiale.

- 2. Garantir une capacité de fabrication nationale suffisante pour les technologies essentielles**, en particulier pour celles qui contribuent le plus aux risques liés aux chaînes d'approvisionnement, à la hausse des coûts, à la sécurité et à la résilience.
- 3. Favoriser un marché concurrentiel et ouvert pour les technologies de réseau de classe mondiale**, en supprimant de manière proactive les obstacles liés à la réglementation et au marché, en facilitant les investissements étrangers directs et en modernisant les codes, les normes ainsi que les systèmes de formation et de certification de la main-d'œuvre.

Afin d'opérationnaliser ces priorités au cours de la prochaine décennie, Dunsky recommande un ensemble d'actions coordonnées à l'intention des gouvernements, des organismes de réglementation, des distributeurs d'énergie et du secteur, structurées autour des **cinq axes stratégiques** présentés à l'illustration 10.

PILIER 1 : développer et sécuriser la production et les chaînes de fabrication nationales de technologies de réseau critiques

Objectif : réduire les vulnérabilités stratégiques (droits de douane, contrôles à l'exportation, longs délais d'approvisionnement) et mobiliser les investissements privés dans les domaines où le Canada est compétitif.

Action	Détails	Échéance	Acteurs			
			Fédéral	Provincial	Industrie	Distributeurs d'énergie/ organismes de réglementation
1. Étendre les crédits d'impôt à l'investissement (CII) pour la fabrication de technologies propres afin d'inclure les technologies de réseau stratégiques	Modifier les CII pour la fabrication de technologies propres afin d'inclure les technologies de réseau stratégiques dans la liste des activités de fabrication de technologies carboneutres admissibles : • Infrastructure du réseau : p. ex., transformateurs de puissance ou de distribution, appareillages de commutation et disjoncteurs MT/HT, conducteurs de pointe • Sous-composants clés constituant des goulots d'étranglement (p. ex., les noyaux de transformateurs) • Technologies de réseau intelligent et de flexibilité de la demande identifiées dans le présent rapport	Court terme				
2. Lancer des initiatives relatives aux « chaînes d'approvisionnement critiques du réseau »	Collaborer avec l'industrie pour identifier les goulots d'étranglement et co-investir dans les capacités (réoutillage, nouvelles lignes, capacité d'essai, équipements de fabrication à long délai d'approvisionnement), en s'appuyant sur une courte liste de lacunes prioritaires (p. ex., sous-composants de transformateurs; disjoncteurs HT; contraintes liées à l'acier magnétique ou aux noyaux; certains composants électroniques ou circuits intégrés lorsque cela est réaliste).	Court terme				

3. Fournir un financement stratégique pour soutenir le secteur manufacturier national et les chaînes d'approvisionnement	Offrir un financement concessionnel (par l'intermédiaire de la BIC, de la BDC ou d'autres organismes de financement) et un soutien complémentaire (p. ex., des garanties de prêt, un soutien à l'achat de référence) pour réduire les risques liés à l'expansion de l'offre nationale en réponse aux signaux d'approvisionnement des distributeurs d'énergie et des client(e)s.	Court terme	✓	✓		
4. Coordonner les achats conjoints entre les distributeurs d'énergie	Regrouper la demande et harmoniser les spécifications techniques des principaux équipements de réseau afin de garantir les capacités de fabrication et de réduire les délais d'approvisionnement.	Court terme	✓	✓	✓	✓
5. Mettre en place des mesures incitatives favorisant l'utilisation de produits nationaux dans le domaine des technologies de réseau	Offrir des « bonus » ou des mesures incitatives favorisant l'utilisation de produits nationaux pour encourager les distributeurs d'énergie et les promoteur(trice)s à utiliser des technologies fabriquées au Canada lorsque cela est possible (éviter les exigences strictes de type « acheter canadien » qui pourraient augmenter les coûts ou limiter les options).	Moyen terme	✓	✓		
6. Constituer des réserves stratégiques d'équipements essentiels	Maintenir des stocks d'urgence de transformateurs et d'appareillages de commutation; coordonner le partage des inventaires entre les distributeurs d'énergie.	Long terme			✓	✓

PILIER 2 : moderniser les cadres réglementaires pour permettre le déploiement des réseaux intelligents et des ressources énergétiques décentralisées (RED)

Objectif : éliminer les biais structurels en faveur des solutions conventionnelles basées uniquement sur les dépenses en immobilisations; permettre un financement en temps opportun pour accélérer le déploiement à grande échelle des technologies de réseau critiques (y compris les équipements, les logiciels et les solutions non filaires).

Action	Détails	Échéance	Acteurs			
			Fédéral	Provincial	Industrie	Distributeurs d'énergie/organismes de réglementation
7. Mettre en place une initiative nationale de réforme de la réglementation des distributeurs d'énergie	Investir dans une ou plusieurs initiatives à l'échelle nationale pour définir des réformes de la réglementation des distributeurs d'énergie fondées sur les meilleures pratiques ou « sans regret » afin de permettre aux consommateur(trice)s de tirer le meilleur parti des technologies de réseau. Le champ d'application devrait inclure les mécanismes de recouvrement des coûts; l'intégration des RED; les solutions non filaires; les politiques relatives aux frais d'expansion; et d'autres réformes réglementaires axées sur le rendement.	Court terme	✓	✓	✓	✓
8. Créer des mécanismes clairs de recouvrement des coûts pour les investissements dans les réseaux numériques	Autoriser la capitalisation des logiciels et des plateformes numériques (système avancé de gestion de la distribution/système de gestion des ressources énergétiques décentralisées, capteurs, communications, cybersécurité); permettre un recouvrement des coûts sur plusieurs années.	Court terme		✓		✓
9. Exiger des distributeurs d'énergie qu'ils prennent en compte les technologies numériques et d'amélioration du réseau dans leur planification	Les organismes de réglementation provinciaux devraient exiger des distributeurs d'énergie qu'ils démontrent comment ils évaluent les technologies « non traditionnelles » (p. ex., le contrôle numérique, la détection, la flexibilité, le remplacement des conducteurs ou l'évaluation dynamique de la capacité des lignes, les solutions non filaires) parallèlement aux solutions filaires, et envisager d'exiger la prise en	Moyen terme		✓		✓

	compte systématique des solutions de flexibilité de la demande de puissance et des RED rentables.			
10. Offrir des mesures incitatives au rendement pour les solutions de réseau intelligent et d'infrastructures essentielles	Mécanismes d'incitation au rendement des distributeurs d'énergie liés aux résultats en matière de fiabilité, de résilience, d'électrification et de décarbonation.	Moyen terme		
11. Adapter les programmes de gestion axée sur la demande pour soutenir la planification électrique intégrée des bâtiments et des installations	Avec l'électrification croissante des bâtiments et le déploiement des bornes de recharge pour véhicules électriques, les programmes de gestion axée sur la demande devraient évoluer afin d'aider les ménages et les entreprises à utiliser plus efficacement leur capacité électrique limitée. La mise à jour des programmes et des incitatifs de gestion axée sur la demande pour soutenir la planification électrique intégrée et une « conception optimisée en puissance » (y compris les systèmes de contrôle de puissance et les RED) peut réduire le besoin de mises à niveau coûteuses des services, atténuer les pointes de demande et générer des bénéfices à long terme aux consommateur(trice)s.	Moyen terme		

PILIER 3 : harmoniser les codes et les normes pour lever les obstacles réglementaires et favoriser l'interopérabilité des systèmes

Objectif : permettre le déploiement de technologies clés de calibre mondial au Canada, réduire la dépendance vis-à-vis des fournisseurs et abaisser les obstacles au déploiement, en particulier pour les technologies de flexibilité de la demande connectées et les technologies de réseau intelligent.

Action	Détails	Échéance	Acteurs			
			Fédéral	Provincial	Industrie	Distributeurs d'énergie/organismes de réglementation
12. Recenser et lever les obstacles réglementaires aux technologies de réseau avancées	Élaborer et maintenir une liste évolutive des technologies stratégiques de réseau intelligent et de flexibilité de la demande, et documenter systématiquement les codes et les normes qui en limitent le déploiement. Mener un audit indépendant des organismes canadiens d'élaboration et de surveillance des normes afin de cerner les possibilités de rationaliser les processus, d'éliminer les exigences redondantes et d'accélérer les mises à jour. Établir des échéanciers clairs et des mécanismes de responsabilisation pour moderniser les réglementations en matière de sécurité électrique et les normes d'interopérabilité.	Moyen terme	✓			
13. Accélérer l'élaboration et les mises à jour des codes et des normes	Fournir un financement et un soutien pour mettre à jour et/ou introduire des normes et des codes (p. ex., CSA 22.3) afin de favoriser l'interopérabilité, de réduire les chevauchements, de mettre à jour les réglementations de sécurité pour faciliter le déploiement des technologies de réseau, et d'améliorer la cybersécurité.	Court terme	✓	✓	✓	✓
14. Examiner les parcours de formation et de développement des compétences de la main-d'œuvre du réseau	Réaliser un examen approfondi des systèmes de formation et de certification de la main-d'œuvre du secteur de l'électricité afin de renforcer les connaissances, les compétences et les aptitudes nécessaires au déploiement des technologies de réseau.	Moyen terme	✓	✓		

PILIER 4 : démontrer et déployer à grande échelle les technologies émergentes

Objectif : réduire l'aversion au risque en produisant des données probantes sur le rendement et les coûts dans le contexte canadien, grâce à des projets pilotes structurés ainsi qu'à la collecte et au partage de données.

Action	Détails	Échéance	Acteurs			
			Fédéral	Provincial	Industrie	Distributeurs d'énergie/ organismes de réglementation
15. Financement fédéral pour la démonstration des réseaux intelligents	Relancer et/ou maintenir les programmes de financement pour la démonstration des réseaux intelligents (p. ex., ÉRITE; le Programme d'innovation énergétique – Réseaux intelligents) en prévoyant des horizons pluriannuels et des exigences plus claires en matière de reproduction des projets.	Court terme	✓			
16. Projets pilotes ciblés pour combler les lacunes en matière de données probantes sur les distributeurs d'énergie	Soutenir les projets pilotes sur des technologies ciblées dont les bénéfices opérationnels demeurent peu documentés au Canada, y compris l'évaluation dynamique de la capacité des lignes, le remplacement des conducteurs et les sous-stations numériques avancées/CEI 61850.	Court terme	✓	✓		✓
17. Collecte et partage des données de rendement issues des projets pilotes	Exiger le partage des données de rendement et des retours d'expérience des projets pilotes financés par des fonds publics (indicateurs normalisés, rapports comparables, enseignements tirés).	Moyen terme	✓	✓		✓

PILIER 5 : créer des signaux prévisibles à long terme en matière de politiques publiques pour débloquer les investissements et accélérer le déploiement du réseau

Objectif : assurer la certitude réglementaire, l'harmonisation de la planification et la rapidité d'exécution nécessaires pour mobiliser les capitaux à l'échelle requise, en vue de la modernisation et de l'expansion du réseau, ainsi que du déploiement axé sur la demande. Des signaux prévisibles et durables en matière de politiques publiques réduisent les risques d'investissement, soutiennent les chaînes d'approvisionnement nationales et permettent aux distributeurs d'énergie, aux promoteur(trice)s, aux fabricants et aux client(e)s d'agir en toute confiance.

Action	Détails	Échéance	Acteurs			
			Fédéral	Provincial	Industrie	Distributeurs d'énergie/organismes de réglementation
18. Accélérer la réalisation des projets prioritaires de transport de l'électricité et d'infrastructures de réseau	Mettre en place des processus d'approbation simplifiés et assortis de délais pour les infrastructures de réseau prioritaires, selon le principe « un projet, un examen ». Réduire les chevauchements entre les ordres de gouvernement fédéral et provincial, tout en maintenant les exigences de consultation des populations autochtones et les mesures de protection de l'environnement et des communautés, et déléguer les approbations lorsque les capacités provinciales le permettent.	Court à moyen terme	✓	✓		✓
19. Fournir un soutien fédéral aux corridors régionaux de transport d'électricité	Apporter un soutien financier et des mesures d'accompagnement pour les projets d'intérêt national, notamment en matière de planification multipartite, de modèles de partage des coûts et de cadres transparents de répartition des bénéfices liés au commerce et à la fiabilité.	Court terme	✓	✓		✓
20. Maintenir et renforcer la stabilité à long terme des politiques publiques et des cadres réglementaires	Maintenir des signaux clairs et durables en matière de politiques publiques et de réglementation afin de soutenir l'électrification, l'investissement dans le réseau et le déploiement d'énergie propre. Veiller à ce que les cadres en matière de politiques publiques soient prévisibles, propices à l'investissement et alignés sur les horizons d'investissement à long terme des infrastructures de réseau et des installations de fabrication connexes.	Court terme	✓	✓		

21. Créer des mesures incitatives ciblées pour le déploiement des technologies prioritaires de réseau et de flexibilité	Mettre en œuvre des mécanismes d'incitation ou de financement ciblés et à durée limitée pour faire face aux coûts initiaux plus élevés et accélérer l'adoption des technologies de réseau prioritaires, notamment les infrastructures essentielles, les réseaux intelligents, la flexibilité de la demande et les solutions côté client. Les programmes devraient tirer parti des réseaux existants de distributeurs d'énergie, de fabricants et d'installateurs pour favoriser un déploiement efficace à grande échelle.	Court terme				
22. Intégrer la résilience et les risques climatiques dans la planification du réseau et les investissements qui y sont associés	Exiger des distributeurs d'énergie qu'ils identifient et investissent systématiquement dans les mesures prioritaires de renforcement du réseau afin de gérer les risques liés aux feux de forêt, aux phénomènes météorologiques extrêmes et à la cybersécurité.	Moyen terme				

Annexe A : Évaluation technologique

Liste préliminaire des technologies

La liste préliminaire des technologies a été établie à l'issue d'un processus de sélection itératif mené par des spécialistes, combinant analyse interne, recherches externes et contributions du secteur. Dunsky a dressé une première liste de technologies de réseau en s'appuyant sur son expertise interne et sur des études antérieures, liste complétée par une analyse des principales sources externes, notamment des rapports de la NEMA, du département de l'énergie des États-Unis et de l'Energy Transitions Commission. Cette liste a ensuite été élargie et affinée à la suite de discussions avec Électro-Fédération Canada (ÉFC) et ses membres, afin de garantir sa pertinence par rapport aux conditions du marché canadien et aux priorités du secteur.

Chaque technologie comprise dans cette liste préliminaire a été évaluée selon cinq critères (Tableau 6). Les technologies ont été notées de 1 (faible) à 3 (élevée) pour chaque critère. Sur la base de cette notation et des discussions de suivi avec l'ÉFC, la liste a été encore réduite afin de se concentrer sur les technologies présentant la plus grande pertinence stratégique et politique. Une liste finale de neuf technologies (Tableau 5) a été établie en combinant une notation quantitative et l'avis de spécialistes, afin de couvrir les solutions d'infrastructures de réseau, de réseau intelligent et de flexibilité de la demande les plus essentielles pour la prochaine décennie.

TABEAU 5. LISTE PRÉLIMINAIRE DES TECHNOLOGIES

Catégorie	Technologie	Description	Version finale?
Expansion et maintien d'infrastructures	Transformateurs de puissance et de distribution	Dispositifs essentiels utilisés pour transformer les niveaux de tension électrique	Oui
	Fil et câble	Conducteurs physiques utilisés pour acheminer le courant électrique d'un point à un autre	Non
	Appareillage de commutation et disjoncteurs	Ensemble de dispositifs permettant d'activer ou de couper l'alimentation électrique, de protéger les équipements contre les défaillances et d'isoler en toute sécurité certaines parties du réseau électrique à des fins d'entretien	Oui
	Structures de transmission	Structures monopôles et en treillis galvanisées	Non
	Recyclage des équipements éoliens et photovoltaïques	Recyclage des panneaux solaires et des pales d'éoliennes pour en faire de nouveaux matériaux	Non
	Remplacement des conducteurs par des conducteurs de pointe	Remplacement des câbles de transmission conventionnels à conducteur en aluminium et armature en acier par des conducteurs de pointe	Oui
Modernisation du réseau	Infrastructure de mesurage avancée (IMA)	Permet un meilleur contrôle de la consommation d'électricité de la clientèle et de l'utilisation des infrastructures du réseau situées derrière le compteur. Comprend la connexion et la déconnexion à distance, la détection des prises sous tension et la limitation de charge.	Non
	Évaluation dynamique de la capacité des lignes	Permet une plus grande précision en temps réel pour les conducteurs électriques	Oui

	Systèmes avancés de contrôle de réseau	Dispositifs intelligents (p. ex., SGRED, SAGD) pour gérer ou intégrer les RED et soutenir la stabilité du réseau	Oui
	Sous-stations numériques	Application des capteurs modernes, des réseaux de communication et des technologies numériques aux sous-stations	Oui
	Capteurs et systèmes de surveillance du réseau	Essentiel pour comprendre l'état et la santé des infrastructures et des systèmes (transformateurs, infrastructures, puces)	Oui
	Dispositifs destinés aux services auxiliaires	Dispositifs intelligents pour la gestion des RED, la régulation de tension, les courants de défaut et la stabilité du réseau	Non
Flexibilité de la demande	Chauffage et climatisation résidentiels	Commande des appareils situés derrière le compteur (CVC, chauffe-eau, sècheuse)	Oui
	Commercial et industriel	Déplacement ou réduction des charges non essentielles de chauffage, de climatisation ou de production pendant les périodes de pointe	Oui
	Panneaux intelligents et systèmes de gestion de l'énergie des bâtiments	Systèmes d'automatisation visant à optimiser la consommation d'énergie et à réduire ou éviter la nécessité de moderniser les panneaux électriques	Oui
	Du véhicule électrique au réseau (VAR/VAX)	Technologie de recharge bidirectionnelle, chargeurs en réseau et plateformes VAX	Oui
Stockage d'énergie	Batteries à l'échelle du réseau	Systèmes fixes de stockage par batterie à l'échelle du réseau destinés au stockage en vrac et au soutien du réseau (d'une durée généralement comprise entre quatre et huit heures)	Non
	Stockage derrière le compteur	Systèmes distribués de stockage par batterie ou thermique destinés à l'alimentation de secours, à l'écrêtement des pics de consommation et au report de charge	Non
	Stockage d'énergie à long terme	Technologies de stockage offrant une autonomie de plus de 10 heures	Non
	Stockage d'énergie thermique	Stockage de l'énergie thermique (chauffage et climatisation) à l'aide d'eau, de glace, de sable, de roches et d'autres matériaux	Non

TABEAU 6. MATRICE DE NOTATION DES TECHNOLOGIES :

Critères	Élevé - 3 points	Moyen - 2 points	Faible - 1 point
Impact sur les membres	Partie élevée de l'écosystème des membres	Partie faible à modérée de l'écosystème	Pas dans l'écosystème
Préoccupations concernant les chaînes d'approvisionnement	Préoccupations importantes concernant les chaînes d'approvisionnement	Préoccupations modérées concernant les chaînes d'approvisionnement	Pas de préoccupations concernant les chaînes d'approvisionnement
Impact sur la transition énergétique	Impact important sur la transition énergétique	Impact modéré sur la transition énergétique	Impact limité sur la transition énergétique
Disponibilité des recherches et des données	Pas d'autres données ou des recherches disponibles	Certaines données et recherches disponibles	Données et recherches utiles disponibles

Critères	Élevé - 3 points	Moyen - 2 points	Faible - 1 point
Nécessité d'une intervention en matière de politiques publiques	Absence ou insuffisance de soutien des politiques publiques	Appui modéré des politiques existantes	Appui suffisant des politiques existantes

1

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE ET DE DISTRIBUTION ET ÉQUIPEMENT RÉACTIF

Aperçu

DESCRIPTION ET OBJECTIF

Les transformateurs de puissance et de distribution régulent les niveaux de tension afin de permettre un transport et une distribution efficaces et sécuritaires de l'électricité. Les principales catégories sont les suivantes :

- **Transformateur de distribution** (< 5 MVA) : tension de seuil pour les lignes d'alimentation locale (le terme « MVA » ou mégavolts-ampères désigne la puissance maximale d'un transformateur).
- **Transformateur de moyenne tension et de sous-station** (de 10 à 100 MVA) : raccorde les réseaux de transport et de distribution.
- **Grand transformateur de puissance** (> 100 MVA) : utilisé dans les interconnexions de transport et les centrales électriques.

RÔLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Indispensable pour garantir la fiabilité du réseau et permettre l'électrification, le raccordement de nouvelles sources d'énergie renouvelable et la croissance de la charge (p. ex., des véhicules électriques et du secteur). Les besoins en matière de remplacement et d'expansion des transformateurs augmentent dans toutes les classes de tension.

APERÇU DU MARCHÉ

Forte présence sur le marché national pour les petits et les moyens transformateurs (p. ex., Hammond, Northern, Electric Power Inc.), avec une capacité limitée en matière de grands transformateurs de puissance (Hitachi Énergie, usine de Varennes, QC – [expansion](#) en cours). Cinq grandes entreprises représentent 60 % du marché national (Siemens, Schneider Electric, ABB, Hammond, Hitachi).

Les distributeurs d'énergie représentent 60 % de la demande (Ontario, Québec, Colombie-Britannique et Alberta); les charges industrielles (centres de données, secteur minier) constituent le segment qui connaît la croissance la plus rapide (TCAC d'environ 8 % jusqu'en 2030).⁴⁹

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE

Niveau de maturité technologique : technologie mature et largement déployée.

Innovation émergente : transformateurs à semi-conducteurs : appareils bidirectionnels compacts à haute fréquence, offrant la possibilité d'intégrer des ressources énergétiques décentralisées (RED) et des systèmes de stockage. Le projet en est actuellement au [stade pilote et de démonstration](#) à l'échelle mondiale; aucun déploiement n'a encore eu lieu au Canada.

Analyse du potentiel

POTENTIEL STRATÉGIQUE ET BESOINS

Dimension	Note	Raison/remarques
Impact sur la transition énergétique	●●●	Élément central de l'expansion et du renouvellement du réseau; demande stimulée par l'électrification, les énergies renouvelables et la croissance des centres de données. Le vieillissement des infrastructures entraîne un besoin urgent à court terme (70 % des transformateurs doivent être remplacés).
Potentiel de marché	●●●	TCAC d'environ 6 % (2025-2030); marché américain de 1,9 G\$ US; l'Ontario représente le plus grand marché, avec un pôle industriel dans la région du Grand Toronto. Les appareils de forte puissance dominent la croissance des ventes (dans le cadre de l'expansion du réseau de transport); ils sont principalement destinés au secteur et aux distributeurs d'énergie.
Harmonisation des politiques publiques	●●●	Financement fédéral et provincial en faveur du secteur manufacturier (Hitachi au Québec, Northern en Ontario); il s'inscrit dans les objectifs de sécurité énergétique.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE ET DE PRÉPARATION À LA COMMERCIALISATION

Dimension	Note	Raison/remarques
Niveau de maturité technologique	●●●	Technologies conventionnelles pleinement commercialisées et généralisées; les transformateurs à semi-conducteurs constituent une innovation émergente qui n'est encore qu'au stade de la démonstration.
Niveau de préparation des distributeurs d'énergie et de la clientèle	●●●	Adoption universelle au Canada.
Soutien des politiques publiques	●●	Soutien modéré par le biais du programme ÉRITE de RNCAN et de financements issus des politiques publiques industrielles en faveur de l'industrie manufacturière et de la recherche et développement.

OBSTACLES

Dimension	Note	Raison/remarques
Chaîne d'approvisionnement	■■■	Les prix des transformateurs ont augmenté de 70 % à 100 % depuis 2020; délais d'approvisionnement de deux à quatre ans qui obligent les distributeurs d'énergie et les promoteur(trice)s à passer commande plus longtemps à l'avance; dépendance vis-à-vis des importations (environ 80 % pour les grands transformateurs de puissance, environ 50 % pour la distribution). Pénuries de l'acier magnétique à grain orienté (GOES) et de la main-d'œuvre qualifiée. Déficit d'approvisionnement croissants; coûts du matériel croissants.
Contexte réglementaire	■■■	Longs retards liés à la réglementation; méconnaissance des réseaux à courant continu haute tension (CCHT); droits antidumping (Corée du Sud). Les retards liés à la réglementation allongent la durée des projets de trois ans.
Contexte économique et marché	■■■	Coûts d'investissement élevés (en particulier pour le CCHT); taille réduite du marché, ce qui fait grimper les coûts unitaires, notamment pour les distributeurs d'énergie de petite taille.

NOTE GÉNÉRALE

POTENTIEL STRATÉGIQUE : ●●● ÉLEVÉ

NIVEAU DE MATURITÉ : ●●● ÉLEVÉ

OBSTACLES : ■■■ ÉLEVÉS

⁴⁹ Ontario : 900 M\$ par année investis sur les mises à niveau et les reconstructions de stations (Hydro One); Québec : investissement de 10 G\$ pour de nouvelles lignes de transport haute tension, agrandissement de centrales hydroélectriques et du parc éolien de 4 GW (HQ); Alberta : approvisionnements d'énergie de 6 GW et

croissance des centres de données; Colombie-Britannique : approvisionnements d'énergie renouvelable de 5 GW, plans d'investissement de 36 G\$ (BC Hydro) avec le remplacement de 25 000 transformateurs.

2

APPAREILLAGE DE COMMUTATION ET DISJONCTEURS

Aperçu

DESCRIPTION ET OBJECTIF

Équipement qui commande et protège le flux de courant dans un réseau à moyenne et haute tension (MT/HT), permettant aux distributeurs d'énergie d'isoler les défaillances, de prévenir les dommages causés par les surintensités et de mettre l'équipement hors tension pour l'entretenir de manière sécuritaire. Cela comprend les commutateurs intelligents et de tête de poteau.

RÔLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

À mesure que la production décentralisée et d'énergie renouvelable s'étendent, des appareillages de commutation modernes sont essentiels pour maintenir la fiabilité et la sécurité. Ils permettent d'accélérer la localisation des défaillances, d'accroître la flexibilité du système et d'intégrer des sources d'énergie propre.

APERÇU DU MARCHÉ

Les disjoncteurs à réenclenchement et les commutateurs intelligents à haute tension représentent un vaste marché en croissance, avec une demande importante et un nombre limité de fournisseurs, ce qui entrave l'approvisionnement. Les appareillages de commutation de tête de poteau connaissent une forte croissance, alors que les distributeurs d'énergie automatisent les lignes d'alimentation et la localisation des défaillances.

Forte présence manufacturière nationale dans l'équipement à basse et moyenne tension (p. ex., T&T Power Group, Grimard, Resa Power, Albesol, S&C Electric Canada). Aucune présence manufacturière nationale ni présence limitée pour les systèmes à haute tension, en particulier les disjoncteurs à haute tension, même si les produits canadiens représentent [environ 20 % des importations américaines](#). Les principaux fournisseurs mondiaux comprennent ABB Electrification, Siemens, Mitsubishi et Schneider Electric.

Taille du marché : [marché](#) de 4,2 G\$ aux États-Unis d'ici 2032 (TCAC de 5,2 %).

Tendances régionales : l'Alberta est le marché qui connaît la plus forte croissance, ce qui stimule la demande industrielle. L'Ontario est le marché le plus important en matière de volume.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE

Niveau de maturité technologique : mature, déploiement dans l'ensemble du Canada.

Les innovations émergentes se concentrent sur l'amélioration de l'efficacité, de la sécurité, de la surveillance numérique et de la réduction des répercussions environnementales. Les appareillages de commutation à moyenne tension traditionnels utilisent de l'hexafluorure de soufre (SF₆), un gaz à fort potentiel de réchauffement climatique. Des appareillages de commutation exempts de SF₆, et donc à faibles émissions, sont mis à l'essai en [Colombie-Britannique](#) et en [Ontario](#). De plus, certains territoires, comme l'UE, [interdisent](#) entièrement leur utilisation. Parmi les autres technologies émergentes, on compte les disjoncteurs à semi-conducteurs et l'appareillage de commutation numérique.

Analyse du potentiel

POTENTIEL STRATÉGIQUE ET BESOINS

Dimension	Note	Raison/remarques
Impact sur la transition énergétique	●●●	Épine dorsale de l'infrastructure du réseau, qui sera requise pour l'expansion du réseau et l'électrification de l'industrie. Les appareillages de commutation et les disjoncteurs sont des composants de sécurité essentiels, qui empêchent les surtensions et les défaillances et assurent un réseau plus durable, capable de gérer une production d'énergie intermittente plus élevée.
Potentiel de marché	●●●	TCAC d'environ 5 % (de 2024 à 2032) stimulé par l'électrification, de nouvelles charges importantes (IA) et une augmentation de la pénétration d'énergies renouvelables intermittentes; marché de 4,2 G\$; marché émergent de fabrication d'équipement à haute tension (exportations américaines).
Harmonisation des politiques	●●●	Soutien aux objectifs nationaux en matière de compétitivité, de résilience et de croissance propre. Besoin à court terme lié aux actifs vieillissants et à l'électrification.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE ET DE PRÉPARATION À LA COMMERCIALISATION

Dimension	Note	Raison/remarques
Niveau de maturité technologique	●●●	Technologies traditionnelles adoptées à l'échelle mondiale.
Niveau de préparation des distributeurs d'énergie et de la clientèle	●●●	Adoption universelle par les distributeurs d'énergie au Canada.
Soutien des politiques publiques	●●	Soutien gouvernemental direct limité pour l'appareillage de commutation et les disjoncteurs par rapport aux autres technologies.

OBSTACLES

Dimension	Note	Raison/remarques
Chaîne d'approvisionnement	■■■	Délais d'approvisionnement de trois ans pour les disjoncteurs à haute tension; augmentation entre 20 % et 25 % des coûts depuis 2022 en raison des coûts des matières premières; fabrication locale limitée; coûts d'importation plus élevés en raison des droits de douane.
Contexte réglementaire	■■■	Normes provinciales non cohérentes : la réglementation sur le gaz SF ₆ pose des obstacles susceptibles de ralentir l'adoption.
Contexte économique et marché	■■■	Coûts d'investissement élevés, causés par les perturbations des chaînes d'approvisionnement et les innovations émergentes, comme les appareils sans SF ₆ ; la dépendance envers les fournisseurs étrangers génère une vulnérabilité commerciale et tarifaire. Les appareillages de commutation sans SF ₆ ont une faible résistance aux basses températures.

NOTE GÉNÉRALE

POTENTIEL STRATÉGIQUE : ●●● ÉLEVÉ

NIVEAU DE MATURITÉ : ●●● ÉLEVÉ

OBSTACLES : ■■■ ÉLEVÉS

3

REEMPLACEMENT DES CONDUCTEURS PAR DES CONDUCTEURS DE POINTE

Aperçu

DESCRIPTION ET OBJECTIF

Ce processus remplace les câbles de transport et de distribution d'électricité existants par de nouveaux conducteurs de pointe ou à plus grande capacité, comme les conducteurs à âme composite en aluminium (ACCC). Ils augmentent la quantité d'électricité pouvant passer dans les lignes existantes sans nécessiter la construction de nouvelles lignes, réduisant ainsi les coûts, les délais et les défis d'autorisation.

RÔLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

La demande croissante en matière d'électrification augmente les flux d'énergie dans les réseaux vieillissants. Le [remplacement des conducteurs](#) offre une façon rapide et abordable d'atténuer la congestion, de raccorder une nouvelle production d'énergie propre et de reporter le besoin de nouvelles constructions importantes de réseaux de transport d'électricité, particulièrement dans les régions sujettes à des contraintes de site ou à des considérations en matière d'utilisation des terres ou des droits des Autochtones.

APERÇU DU MARCHÉ

Production nationale : le Canada produit des conducteurs aériens nus traditionnels (Nexans en Saskatchewan; Prysmian au Québec). Le marché canadien comprend également d'importants distributeurs de conducteurs importés (Southwire, Noramco, Midal, etc.). Fabrication intérieure limitée de conducteurs de pointe; la plupart des produits sont importés.

Taille du marché : données publiées limitées; une [source](#) mondiale prévoit plus de 25 M\$ US d'ici 2034 avec un TCAC d'environ 4,7 % (de 2025 à 2034).

Tendances régionales : l'Ontario est un marché solide, même s'il fait face à une congestion croissante et à une utilisation élevée du système; l'Alberta connaît une croissance rapide des charges; importantes expansions des corridors de transport de l'électricité en Colombie-Britannique et dans la région de l'Atlantique.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE

Niveau de maturité technologique : mature (remplacement de conducteurs traditionnels).

Innovations émergentes : déploiement de conducteurs de pointe (p. ex., âme composite à haute température et à faible affaîssement, comme les conducteurs à âme composite en aluminium ou à fil trapézoïdal). Les distributeurs d'énergie de l'Alberta explorent l'installation de conducteurs à âme composite en aluminium (ACCC) dans certains projets. En Ontario, Hydro One a proposé un projet de remplacement des conducteurs d'une ligne de 56 km par des conducteurs ACCC. BC Hydro envisage l'utilisation de conducteurs de pointe pour les nouvelles lignes de transport d'électricité.

Analyse du potentiel

POTENTIEL STRATÉGIQUE ET BESOINS

Dimension	Note	Raison/remarques
Impact sur la transition énergétique	●●●	Les charges croissantes et l'intégration des RED augmenteront la pression sur l'infrastructure existante. Le remplacement des conducteurs pourrait environ doubler la capacité des corridors existants , à moins de 50 % des frais de construction de nouvelles lignes de transport d'électricité.
Potentiel de marché	●●	Potentiel de croissance modéré, limité par le manque de raccords au réseau d'est en ouest. Marché plus petit que celui de l'équipement traditionnel (p. ex., transformateurs ou appareillage de commutation).
Harmonisation des politiques	●●	Soutient les objectifs fédéraux en matière de transport régional de l'électricité. Réduit les répercussions sur les autorisations et les territoires, et soutient les approches de codéveloppement avec les peuples autochtones.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE ET DE PRÉPARATION À LA COMMERCIALISATION

Dimension	Note	Raison/remarques
Niveau de maturité technologique	●●●	Les conducteurs de pointe sont une technologie mature, éprouvée à l'échelle internationale; ils ne sont pas largement déployés au Canada. Ils sont largement utilisés en Europe, particulièrement en Belgique et en France.
Niveau de préparation des distributeurs d'énergie et de la clientèle	●	Faible état de préparation pour le remplacement par des conducteurs de pointe; projets pilotes émergents, mais adoption générale limitée par les coûts et les processus réglementaires.
Soutien des politiques publiques	●	Aucune politique gouvernementale ou aucun investissement en particulier pour le remplacement des conducteurs par des conducteurs de pointe.

OBSTACLES

Dimension	Note	Raison/remarques
Chaîne d'approvisionnement	■●	Fabrication intérieure limitée de conducteurs de pointe. Forte dépendance aux importations; marché très concentré. Les conducteurs en aluminium ne font pas face aux mêmes problèmes de chaîne d'approvisionnement que ceux en cuivre.
Contexte réglementaire	■●	Approbation réglementaire requise pour justifier l'utilisation de produits de remplacement plus coûteux. Les distributeurs d'énergie doivent démontrer la valeur du remplacement par des conducteurs de pointe par rapport au remplacement par des conducteurs standard.
Contexte économique et marché	■●	Coûts initiaux plus élevés que ceux des conducteurs standard; potentiellement rentables dans les zones saturées. Les distributeurs d'énergie connaissent déjà très bien le remplacement des conducteurs.

NOTE GÉNÉRALE

POTENTIEL STRATÉGIQUE : ●●● ÉLEVÉ

NIVEAU DE MATURITÉ : ● FAIBLE

OBSTACLES : ■● MOYENS

ÉVALUATION DYNAMIQUE DE LA CAPACITÉ DES LIGNES

Aperçu

DESCRIPTION ET OBJECTIF

L'évaluation dynamique de la capacité des lignes utilise les données en temps réel des capteurs, telles que la température, la vitesse des vents et les conditions météorologiques, afin de calculer la capacité réelle d'alimentation des lignes de transport d'électricité.

Cela offre une vue d'ensemble plus précise de la capacité disponible que les valeurs nominales statiques traditionnelles. Les distributeurs d'énergie peuvent ainsi libérer la capacité latente, cibler plus précisément les mises à niveau et accroître la production d'énergie sans construire de nouvelles lignes.

RÔLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

L'évaluation dynamique de la capacité des lignes augmente la capacité utilisable des réseaux de transport de l'électricité existants. Cela accélère l'intégration de la production d'énergie renouvelable, réduit la saturation et aide à reporter ou à rajuster les importantes mises à niveau essentielles. Ces avantages sont cruciaux dans une ère d'électrification croissante et d'expansion limitée du transport de l'électricité.

APERÇU DU MARCHÉ

Capacité nationale : Siemens possède une présence de fabrication au Canada.

Les fournisseurs clés sont américains (Southwire, Lindsey Systems, LineVision et GE) et européens (Heimdall Power, SentiSense [Megger], Siemens).

La clientèle principale est constituée des distributeurs d'énergie responsables du transport et de la distribution de l'électricité, ainsi que de la planification et du renforcement des infrastructures du réseau.

Les deux principaux marchés régionaux sont l'**Alberta**, qui a planifié un déploiement initial de l'évaluation dynamique de la capacité des lignes, et la **Colombie-Britannique** (notamment pour les lignes qui se combinent avec celles du réseau d'alimentation des États-Unis). L'Ontario et le Québec ont mis en œuvre des projets pilotes pour les distributeurs d'énergie, mais aucun plan supplémentaire n'a été prévu depuis.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE

Niveau de maturité technologique : adoption précoce au Canada (mature à l'échelle internationale). La technologie d'évaluation dynamique de la capacité des lignes est facilement accessible auprès des fournisseurs américains et européens, mais n'a pas été adoptée à l'échelle au Canada. Plusieurs distributeurs d'énergie ont mis en œuvre des projets pilotes pour cette technologie sur un sous-ensemble de leurs lignes de transport à haute tension.

Analyse du potentiel

POTENTIEL STRATÉGIQUE ET BESOINS

Dimension	Note	Raison/remarques
Impact sur la transition énergétique	●●	L'évaluation dynamique de la capacité des lignes accroît la capacité réelle du réseau et soutient l'intégration d'énergie renouvelable. La mise en œuvre en Belgique et les projets pilotes aux États-Unis montrent d'importants gains de capacité du réseau, reportant ainsi les mises à niveau coûteuses.
Potentiel de marché	●●●	La plupart des distributeurs d'énergie canadiens n'ont pas déployé l'évaluation dynamique de la capacité des lignes à l'échelle; le potentiel au pays demeure largement inexploité. TCAC entre 20 % et 30 %; marché potentiel entre 50 M\$ et 150 M\$ d'ici 2035.
Harmonisation des politiques	●●●	Soutien par les priorités fédérales du réseau intelligent; harmonisation avec les objectifs de la Stratégie pour l'électricité propre. L'évaluation dynamique de la capacité des lignes est une stratégie pour gérer la saturation du réseau et soutenir la production d'énergie renouvelable.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE ET DE PRÉPARATION À LA COMMERCIALISATION

Dimension	Note	Raison/remarques
Niveau de maturité technologique	●●	Technologie éprouvée à l'échelle mondiale (p. ex., Belgique, Allemagne). Gains de capacité avérés : plus de 200 % par rapport aux valeurs nominales statiques en Belgique; jusqu'à 43 % sur les lignes de 345 kV (AES Ohio).
Niveau de préparation des distributeurs d'énergie et de la clientèle	●	Projets pilotes canadiens chez Hydro-Québec , BC Hydro, Hydro One et l'AESO. L' Alberta a désigné deux lignes pour le déploiement de l'évaluation dynamique de la capacité des lignes en 2025.
Soutien des politiques publiques	●●	Déploiement de l'AESO; ordonnance 881 de la FERC des É.-U. (qui touchent aux lignes transfrontalières); mise en œuvre en cours de la technologie AAR à BC Hydro et à Manitoba Hydro aux fins de conformité.

OBSTACLES

Dimension	Note	Raison/remarques
Chaîne d'approvisionnement	■	Les systèmes basés sur le matériel dépendent des semi-conducteurs et des cartes de circuit imprimé, les deux faisant face à des pénuries mondiales.
Contexte réglementaire	■	Les organismes de réglementation prennent généralement en charge l'évaluation dynamique de la capacité des lignes; plusieurs d'entre eux imposent déjà la technologie de capacité ajustée à la température ambiante (AAR). Les distributeurs d'énergie ne peuvent mettre en œuvre que la technologie AAR, car il s'agit d'une solution intermédiaire; cela limite potentiellement l'adoption des systèmes d'évaluation dynamique de la capacité des lignes à part entière. Les systèmes qui utilisent de nombreux logiciels rencontrent des obstacles d'intégration et de cybersécurité (p. ex., la norme de conformité CIP-002 du NERC).
Contexte économique et marché	■	L'évaluation dynamique de la capacité des lignes permet d'augmenter la capacité de transport de l'électricité à une fraction du coût de construction de nouvelles infrastructures ou de remplacement des conducteurs d'anciennes lignes. Toutefois, les coûts initiaux (p. ex., installation et capteurs) peuvent limiter l'adoption par les distributeurs d'énergie (p. ex., les coûts de déploiement de la technologie AAR de BC Hydro sont de 3 M\$ pour les lignes transfrontalières de 500 kV). Par conséquent, l'évaluation dynamique de la capacité des lignes est souvent réservée aux lignes soigneusement sélectionnées.

5 SOUS-STATIONS NUMÉRIQUES

Aperçu

DESCRIPTION ET OBJECTIF

Les sous-stations numériques remplacent l'équipement des sous-stations analogiques traditionnelles par des capteurs, des réseaux de télécommunications par fibres optiques et des interfaces numériques. Cela comprend des composants tels que les relais de protection, qui convertissent les signaux analogiques en données numériques et les transmettent en temps réel à des systèmes de contrôle.

Les sous-stations numériques offrent de nombreux avantages par rapport aux sous-stations traditionnelles : réduction de l'entretien et du besoin en câblage en cuivre; amélioration de la sécurité du personnel d'opération grâce à la surveillance à distance; diminution de l'empreinte physique; et amélioration de la qualité des données, de l'interopérabilité et de la cybersécurité.

RÔLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les sous-stations numériques prennent en charge l'expansion de systèmes d'électricité propre en réduisant les coûts d'exploitation et de matériel, en améliorant la connaissance de la situation et en intégrant les ressources énergétiques décentralisées (RED). Elles jettent aussi les bases numériques d'une automatisation avancée et d'une résilience accrue du réseau.

APERÇU DU MARCHÉ

Il existe une capacité nationale au sein des grands FEO et des importantes sociétés d'ingénierie (Siemens, GE, Hitachi, Schneider Electric, BBA; CIMA+, Stantec); cependant, les systèmes dépendent fortement de l'équipement importé. Les distributeurs d'énergie sont la principale clientèle. À ce jour, ces sous-stations ont été déployées principalement en Saskatchewan, au Québec et en Ontario.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE

Niveau de maturité technologique : de la phase de démonstration à l'adoption précoce.

Le déploiement au Canada est limité par rapport à celui en Asie-Pacifique, région qui représente environ 37 % des parts du marché mondial.

Analyse du potentiel

POTENTIEL STRATÉGIQUE ET BESOINS

Dimension	Note	Raison/remarques
Impact sur la transition énergétique	●●●	Possibilité d'améliorer la fiabilité et la résilience du réseau par la surveillance à distance et de prendre en charge l'intégration des RED.
Potentiel de marché	●●●	Croissance modérée (TCAC mondial de 7 % à 8 %), avec un marché potentiel de 0,3 G\$ à 0,8 G\$ au Canada. Meilleure harmonisation avec les nouvelles constructions de sous-stations et les importants efforts de modernisation des sous-stations existantes. Les relais numériques réduisent aussi le travail sur le terrain et exigent une implication moindre des électricien(ne)s.
Harmonisation des politiques	●●	Correspond aux objectifs en matière d'électricité propre, de compétitivité et de numérisation à long terme.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE ET DE PRÉPARATION À LA COMMERCIALISATION

Dimension	Note	Raison/remarques
Niveau de maturité technologique	●●●	La technologie est bien établie à l'échelle mondiale, notamment en Asie-Pacifique, mais demeure émergente au Canada.
Niveau de préparation des distributeurs d'énergie et de la clientèle	●●	Déploiement canadien limité; la Saskatchewan est la plus avancée (environ 25 % des sous-stations sont numérisées). BC Hydro prévoit une expansion majeure de sous-stations numériques (150 sur 10 ans).
Soutien des politiques publiques	●	Des programmes de financement existent (programme ÉRITE de RNCAN, Fonds d'innovation pour le réseau de la SIERE), mais il n'y a aucune initiative fédérale ni provinciale pour les sous-stations numériques. Les distributeurs d'énergie mènent l'adoption par les projets pilotes (p. ex., SaskPower et Hydro-Québec).

OBSTACLES

Dimension	Note	Raison/remarques
Chaîne d'approvisionnement	■	Fabrication intérieure limitée; dépendance au matériel importé; pénuries d' ouvrier(ère)s qualifié(s) dans la protection numérique et le contrôle. Actuellement, les relais de protection proviennent presque exclusivement des États-Unis.
Contexte réglementaire	■	Les règles sur la capitalisation en Ontario demeurent floues; la conformité aux normes nord-américaines en matière de fiabilité du réseau peut augmenter les coûts; aucune obligation canadienne pour les sous-stations numériques conformes à la norme CEI 61850.
Contexte économique et marché	■	Coût initial élevé pour l'équipement, les réseaux de télécommunications par fibres optiques et les systèmes logiciels. L'analyse de rentabilité est meilleure pour les nouvelles constructions, bien qu'il existe un important marché potentiel de mise à niveau pour la numérisation des stations existantes. Enjeux de compatibilité lors de l'intégration de solutions numériques dans les infrastructures analogues existantes.

NOTE GÉNÉRALE

POTENTIEL STRATÉGIQUE : ●●● ÉLEVÉ

NIVEAU DE MATURITÉ : ■ MOYEN

OBSTACLES : ■ MOYENS

6 CAPTEURS DE RÉSEAU ET SYSTÈMES DE SURVEILLANCE

Aperçu

DESCRIPTION ET OBJECTIF

Les capteurs de réseau et les systèmes de surveillance comprennent un vaste éventail de technologies mesurant les conditions ambiantes (température, humidité, accumulation de glace, niveaux d'intensité de courant et de tension, gaz dissous, état de l'huile, etc.) afin de fournir aux distributeurs d'énergie des renseignements en temps réel sur l'état du réseau et de l'équipement.

Ces systèmes assurent une visibilité continue de l'état de santé du réseau et de l'équipement, permettant aux opérateurs(trice)s d'optimiser les flux d'énergie, de détecter les défaillances plus rapidement, de réduire la durée des pannes et d'accroître la fiabilité et la résilience. Ils constituent la base du réseau intelligent moderne.

RÔLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les capteurs permettent aux distributeurs d'énergie d'utiliser l'infrastructure existante plus efficacement et réduisent la nécessité de renforcements coûteux, aidant ainsi à intégrer de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable et à prendre en charge la demande croissante en électricité avec moins de goulets d'étranglement. Ils sont essentiels à un réseau flexible et guidé par les données, capable de gérer les RED.

APERÇU DU MARCHÉ

Les acteurs nationaux clés comprennent Powerside, S&C Electric Canada, ABB Electrification et Siemens Canada (Ruggedcom). Les distributeurs d'énergie et les installations commerciales et industrielles font partie de la clientèle primaire.

Principaux marchés régionaux : des initiatives majeures sont en cours en Saskatchewan, en Ontario et au Québec; intérêt croissant en Colombie-Britannique et en Alberta dans le cadre des programmes de modernisation du réseau.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE

Niveau de maturité technologique : de mature à adoption précoce.

Innovations émergentes : capteurs microélectromécaniques, micro-PMU, analyse des données améliorée par l'IA.

Déploiement : largement disponible à l'échelle mondiale (UE, É.-U., Chine). Adoption au Canada principalement par la mise en place de compteurs intelligents, la commutation intelligente et le déploiement ciblé de capteurs de pointe.

Analyse du potentiel

POTENTIEL STRATÉGIQUE ET BESOINS

Dimension	Note	Raison/remarques
Impact sur la transition énergétique	●●●	Assure un réseau intelligent et flexible en améliorant la fiabilité, la visibilité et l'utilisation de la capacité. Les capteurs constituent le fondement de la chaîne de valeur du réseau.
Potentiel de marché	●●●	Les distributeurs d'énergie prévoient des déploiements généralisés; les technologies s'appliquent de la production d'énergie jusqu'aux sites de la clientèle. Demande croissante pour des mises à niveau d'infrastructure de mesurage avancée (IMA), une surveillance de pointe et une meilleure visibilité des RED.
Harmonisation des politiques	●●●	Forte adéquation avec les priorités fédérales en matière de modernisation du réseau et de réseaux intelligents ; prise en charge par des programmes nationaux. Le gouvernement fédéral considère les réseaux intelligents comme un outil essentiel à la transition énergétique.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE ET DE PRÉPARATION À LA COMMERCIALISATION

Dimension	Note	Raison/remarques
Niveau de maturité technologique	●●●	Mature, technologie commercialisée à l'échelle mondiale, avec un déploiement déjà en cours auprès de plusieurs distributeurs d'énergie au Canada.
Niveau de préparation des distributeurs d'énergie et de la clientèle	●●	Projets de plus de 100 M\$ planifiés ou en cours chez certains distributeurs d'énergie (SaskPower, Hydro-Québec, Hydro One). Adoption croissante, mais non uniforme d'une province à l'autre.
Soutien des politiques publiques	●	Le programme de réseaux intelligents de RNCAN (100 M\$) et le très populaire Programme d'innovation énergétique témoignent du solide soutien du gouvernement fédéral. Toutefois, ces programmes sont désormais fermés, et l'ouverture de nouveaux mécanismes de soutien demeure incertaine.

OBSTACLES

Dimension	Note	Raison/remarques
Chaîne d'approvisionnement	■ ■ ■	Forte dépendance aux chaînes d'approvisionnement mondiales de semi-conducteurs; Taiwan et la Malaisie dominent la fabrication et l'assemblage de puces, ainsi que la production de plaquettes pour celles-ci. Capacité de fabrication limitée au Canada.
Contexte réglementaire	■ ■	Fort soutien des politiques fédérales et provinciales; les réglementations facilitent généralement l'adoption.
Contexte économique et marché	■ ■	Défis de déploiement dans les régions éloignées; l'évolution rapide de la technologie crée un risque d'obsolescence prématurée. Les systèmes propulsés par l'IA n'ont pas encore atteint leur maturité.

NOTE GÉNÉRALE

POTENTIEL STRATÉGIQUE : ●●● ÉLEVÉ

NIVEAU DE MATURITÉ : ●● MOYEN

OBSTACLES : ■ ■ MOYENS

7

SYSTÈMES DE CONTRÔLE DE POINTE

Aperçu

DESCRIPTION ET OBJECTIF

Les systèmes de contrôle de pointe sont des plateformes logicielles utilisées pour gérer et optimiser les RED, l'exploitation du réseau et les flux d'énergie. Ils offrent aux distributeurs d'énergie une visibilité en temps réel sur l'état du réseau de distribution, contribuant ainsi à améliorer la fiabilité et l'efficacité.

Parmi les systèmes de contrôle de pointe, on retrouve les systèmes avancés de gestion de la distribution (SAGD), qui optimisent les flux d'énergie, les tensions et les interventions en cas de pannes, et les systèmes de gestion de ressources énergétiques décentralisées (SGRED), qui fournissent une vue d'ensemble précise et un contrôle direct des RED, et permettent de coordonner l'intégration des charges flexibles, de l'énergie solaire, du stockage et des véhicules électriques. Ensemble, ils offrent aux distributeurs d'énergie des capacités élargies pour gérer un réseau de distribution plus dynamique et fortement pénétré par les RED.

RÔLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les systèmes de contrôle de pointe sont un élément essentiel de la transition énergétique. Ils permettent de **mieux intégrer les énergies renouvelables et les RED**, sans compromettre la fiabilité, tout en soutenant l'électrification. Ils offrent aux distributeurs d'énergie les renseignements opérationnels et le contrôle dont ils ont besoin pour gérer un système plus flexible et décentralisé.

APERÇU DU MARCHÉ

Fournisseurs nationaux : Schneider Electric, GE Vernova/Opus One, Siemens, Honeywell et Survalent; les fournisseurs émergents de SGRED comprennent AutoGrid et la société canadienne Enbala (Generac).

Clientèle clé : grands distributeurs d'énergie provinciaux (p. ex., Hydro One, BC Hydro ou Hydro-Québec) et les sociétés de distribution municipales ou locales. D'importants établissements et agrégateurs industriels et commerciaux utilisent également les SGRED (p. ex., Shell Canada, les universités).

Marchés régionaux : les principaux marchés incluent la Colombie-Britannique (BC Hydro, FortisBC), l'Ontario (Hydro One) et le Québec (la filiale Hilo d'Hydro-Québec).

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE

Niveau de maturité technologique : adoption précoce au Canada.

Les SAGD et les SGRED sont commercialisés et déjà déployés ou mis à l'essai dans des projets pilotes au Canada par différents fournisseurs (Schneider Electric, Siemens, GE/Opus One).

Innovations émergentes : intégration [hybride](#) des SAGD et SGRED, optimisation du réseau et aide à la décision [appuyées par l'IA](#).

Analyse du potentiel

POTENTIEL STRATÉGIQUE ET BESOINS

Dimension	Note	Raison/remarques
Impact sur la transition énergétique	●●●	Systèmes essentiels pour gérer les RED en croissance rapide, prendre en charge l'électrification des immeubles et des transports, et maintenir la fiabilité face à la croissance de la demande. Les systèmes de contrôle de pointe permettant d'améliorer la visibilité du réseau et de gérer les contraintes de capacité d'accueil commencent à être déployés dans plusieurs provinces.
Potentiel de marché	●●●	Forte demande en croissance, alors que les distributeurs d'énergie modernisent les systèmes de distribution et déploient à grande échelle les RED et les programmes de flexibilité de la demande de puissance.
Harmonisation des politiques	●●●	Forte concordance avec les objectifs fédéraux et provinciaux en matière d'électrification et d'électricité propre, ainsi qu'avec les programmes nationaux de financement de réseau intelligent. Besoins à court terme en raison de problèmes émergents liés à la qualité de l'électricité et à la croissance de la demande associée aux véhicules électriques.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE ET DE PRÉPARATION À LA COMMERCIALISATION

Dimension	Note	Raison/remarques
Niveau de maturité technologique	●●●	Technologies commercialisées. Les SAGD sont plus matures au Canada que les SGRED, même si leur déploiement demeure inégal.
Niveau de préparation des distributeurs d'énergie et de la clientèle	●●	Plusieurs provinces font progresser des projets de SAGD (Ontario - Hydro One , Hydro Ottawa; BC Hydro; Hydro-Québec); l'adoption des SGRED est plus limitée, mais continue de croître à mesure que la pénétration des RED augmente. Des projets pilotes sont en cours au sein de plusieurs distributeurs d'énergie (p. ex., Virtual Peaker avec FortisBC , Hydro-Québec/Hilo, intégration commerciale des SGRED dans le stockage par BC Hydro , Alectra, Hydro Ottawa).
Soutien des politiques publiques	●●	Soutien assuré par les programmes de réseaux intelligents de RNCAN et les volets fédéraux de financement de l'électrification et de l'innovation.

OBSTACLES

Dimension	Note	Raison/remarques
Chaîne d'approvisionnement	■	La plupart des composants de SAGD/SGRED sont des logiciels, mais les déploiements exigent une ingénierie spécialisée, l'intégration de systèmes de TI et de TO et des ressources en gestion du changement.
Contexte réglementaire	■■■	Les cadres réglementaires provinciaux ralentissent souvent la croissance des RED, ce qui entraîne de lentes approbations, un manque de cadres de rémunération et de mécanismes de recouvrement des coûts, et de faibles incitatifs pour les distributeurs d'énergie à investir dans les systèmes de contrôle numériques. Les normes d'interopérabilité représentent également un obstacle , en raison de l'adoption incohérente des normes clés (p. ex., IEEE 1547, IEEE 2030.5, CEI 61850) par les provinces et les distributeurs d'énergie.
Contexte économique et marché	■■	Les plateformes de SAGD représentent d'importantes dépenses en capital; les coûts des SGRED varient, mais exigent des budgets récurrents pour les services de données, d'intégration et de logiciels. Le modèle traditionnel de réglementation fondé sur le coût du service ne favorise pas les innovations logicielles.

NOTE GÉNÉRALE

POTENTIEL STRATÉGIQUE : ●●● ÉLEVÉ

NIVEAU DE MATURITÉ : ●● MOYEN

OBSTACLES : ■■ MOYENS

8

SYSTÈMES DE CONTRÔLE DE PUISSANCE

Aperçu

DESCRIPTION ET OBJECTIF

Les systèmes de contrôle de puissance, y compris les systèmes de gestion de l'énergie (SGE) et les panneaux électriques intelligents, permettent une **surveillance et un contrôle automatisé** des charges finales, du stockage et de la production d'énergie sur site à l'échelle des circuits.

Ces systèmes permettent d'obtenir une visibilité détaillée sur la consommation d'énergie au niveau du circuit ainsi que le contrôle des charges individuelles, favorisant une gestion fine de la demande, une recharge optimisée des véhicules électriques, une intégration facilitée de l'énergie solaire et du stockage, ainsi qu'une exploitation dans les limites du service sans mises à niveau coûteuses. Les SGE comprennent une gamme de solutions matérielles et logicielles pour gérer la consommation de l'énergie et peuvent intégrer des dispositifs à l'échelle du circuit, comme des panneaux intelligents, des plateformes de supervision ou des SGRED ou d'optimisation des charges.

RÔLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les systèmes de contrôle de puissance **favorisent l'électrification sans nécessiter de mises à niveau coûteuses des services**, réduisent les **pointes de demande**, libèrent la **flexibilité en aval du compteur** (véhicules électriques, thermopompes, stockage) et soutiennent la **fiabilité et la résilience**.

APERÇU DU MARCHÉ

Acteurs nationaux clés : divisions canadiennes de fournisseurs mondiaux (ABB Electrification, Schneider Electric, Siemens, Honeywell); capacité limitée de fabrication au pays, forte dépendance aux importations. Les firmes canadiennes fournissent les logiciels et assurent l'intégration.

Les **marchés mondiaux** pour les panneaux intelligents et les SGE affichent une forte croissance; menés par l'UE et les États-Unis (TCAC prévu de 15 % à 20 % pour ces systèmes). Le **marché canadien** devrait croître en raison de l'expansion des programmes des distributeurs d'énergie, de l'adoption des véhicules électriques et de l'électrification des immeubles.

L'Ontario, le Québec et la Colombie-Britannique constituent les principaux marchés au Canada; en Alberta et dans les provinces de l'Atlantique, le développement dépend davantage de l'intérêt des programmes des distributeurs d'énergie.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE

Niveau de maturité technologique : de mature à adoption précoce.

Innovations émergentes : écosystèmes intégrés combinant panneaux et SGE; solutions avancées intégrées (p. ex., recharge bidirectionnelle, pilotage automatisé, coordination énergétique à l'échelle du domicile).

Déploiement : stade précoce au Canada; pénétration plus élevée dans les secteurs commercial et institutionnel (SGE), pénétration limitée dans le secteur résidentiel.

Analyse du potentiel

POTENTIEL STRATÉGIQUE ET BESOINS

Dimension	Note	Raison/remarques
Impact sur la transition énergétique	●●●	Permet l'électrification et la densification sans surdimensionner les services électriques publics, offre des possibilités pour la flexibilité de la demande de puissance par les distributeurs d'énergie. De plus, certains systèmes peuvent réduire les coûts de déploiement de certaines RED, comme l'énergie solaire et le stockage.
Potentiel de marché	●●●	Forte croissance mondiale (TCAC entre 15 % et 20 %) propulsée par l'UE et les États-Unis; la demande canadienne est émergente, mais les données disponibles demeurent limitées.
Harmonisation des politiques	●●●	Soutien à la Stratégie pour l'électricité propre du gouvernement fédéral et aux objectifs liés aux réseaux intelligents; il existe certaines occasions nationales (logiciels, intégration), mais le potentiel de fabrication est limité. Les SGE peuvent éviter des mises à niveau coûteuses des services électriques, alors que la plupart des secteurs s'électrifient, et faire économiser aux utilisateur(trice)s finaux(ale)s des milliers de dollars.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE ET DE PRÉPARATION À LA COMMERCIALISATION

Dimension	Note	Raison/remarques
Niveau de maturité technologique	●●	Technologie éprouvée dans les marchés mondiaux; systèmes intégrés émergents.
Niveau de préparation des distributeurs d'énergie et de la clientèle	●●	L'intérêt des distributeurs d'énergie augmente, mais est généralement limité aux projets pilotes. L'adoption par la clientèle est largement limitée aux adopteur(trice)s précoces; elle est plus avancée dans les secteurs commercial et industriel.
Soutien des politiques publiques	●	Adoption inégale entre les provinces; le Code canadien de l'électricité (CCE) ne reconnaît pas les SGE; certains financements fédéraux pour les réseaux intelligents, mais incitatifs limités.

OBSTACLES

Dimension	Note	Raison/remarques
Chaîne d'approvisionnement	■	Il y a une pénurie d'électricien(ne)s, mais les SGE sont régulièrement utilisés pour réduire l'ampleur des travaux électriques et contribuer à lever les contraintes de main-d'œuvre.
Contexte réglementaire	■■■	Les systèmes doivent être intégrés au CCE; le manque de clarté quant aux normes de certification applicables au Canada (p. ex., UL 3141; CSA C22.2 no 358; CSA C22.2 no 12; UL 916; etc.) accroît les coûts d'installation et la bureaucratie.
Contexte économique et marché	■■■	Coûts initiaux élevés, financement limité et faible sensibilisation de la clientèle. Les systèmes complexes peuvent exiger l'intervention d'ingénieur(e)s et de conseiller(ère)s. Le prix des solutions de SGE varie (entre 2 000 \$ et 7 000 \$), mais plusieurs sont peu coûteuses par rapport à la mise à niveau complète du service. Un panneau intelligent peut gérer de multiples charges commandées, réduire le coût général des installations d'énergie solaire et de stockage, et créer des avantages pour la clientèle et une flexibilité de la demande de puissance des distributeurs d'énergie.

NOTE GÉNÉRALE

POTENTIEL STRATÉGIQUE : ●●● ÉLEVÉ

NIVEAU DE MATURITÉ : ●● MOYEN

OBSTACLES : ■■■ MOYENS

9

DISPOSITIFS DE FLEXIBILITÉ DE LA DEMANDE EN RÉSEAU

Aperçu

DESCRIPTION ET OBJECTIF

Les dispositifs en périphérie du réseau sont des **appareils et des systèmes de contrôle intelligents et connectés à Internet**, comme les commandes d'éclairage, les thermostats intelligents, les bornes de recharge intelligentes/bidirectionnelles pour véhicules électriques, les thermopompes et d'autres charges flexibles, capable d'ajuster leur consommation en fonction de signaux tarifaires ou du réseau.

Ils permettent aux distributeurs d'énergie et aux opérateur(trice)s de système de **réduire ou de déplacer la demande** en pointe, d'intégrer des énergies renouvelables variables et d'améliorer l'efficacité du système. Pour les client(e)s, ces dispositifs peuvent réduire leurs factures, automatiser la gestion de l'énergie et générer de la valeur grâce à la participation aux programmes des distributeurs d'énergie.

RÔLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Ces dispositifs sont essentiels pour **exploiter la flexibilité de la demande**, aidant les distributeurs d'énergie à gérer les pointes de consommation, à équilibrer la production d'énergie renouvelable et à reporter des investissements coûteux dans les infrastructures. Ils contribuent à un système électrique plus propre et abordable en alignant la consommation sur la disponibilité d'énergie propre.

APERÇU DU MARCHÉ

Acteurs nationaux clés :

- **Recharge de véhicules électriques** : FLO, AddÉnergie (Québec), United Chargers/Grizzl-E (Ontario)
- **Thermostats intelligents** : ecobee (Ontario - conception/R et D); de grandes marques internationales (Nest, Honeywell, Emerson) sont présentes dans les marchés canadiens.
- **Commandes d'éclairage** : Medgar, Eaton Industries, Legrand Canada, Leviton Canada.

Marché principal : clientèle résidentielle, qui achète généralement les appareils directement et se joint volontairement aux programmes des distributeurs d'énergie. Ces derniers offrent des incitatifs et mettent en œuvre des projets pilotes par l'intermédiaire de programmes de type « apportez votre propre appareil » (BYOD).

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE

Niveau de maturité technologique : technologies matures, largement déployées au Canada. Forte pénétration du marché des thermostats intelligents, des bornes de recharge pour véhicules électriques et des appareils électroménagers connectés.

Innovation émergente : technologie « du véhicule à X » (VAX), permettant les flux d'énergie bidirectionnels entre les véhicules électriques, les bâtiments et le réseau. Actuellement au stade pilote au Canada.

Analyse du potentiel

POTENTIEL STRATÉGIQUE ET BESOINS

Dimension	Note	Raison/remarques
Impact sur la transition énergétique	●●●	Les dispositifs en aval du compteur fournissent une grande flexibilité de la demande, particulièrement en matière de chauffage résidentiel et de recharge de véhicules électriques à mesure que l'adoption augmente. Ils permettent une meilleure gestion du réseau et une pénétration accrue des énergies renouvelables.
Potentiel de marché	●●●	Grand bassin d'utilisateur(trice)s potentiel(le)s : 92 % des ménages canadiens possèdent un thermostat; l'adoption des véhicules électriques augmente rapidement; l'éclairage représente entre 15 % et 30 % de la charge des bâtiments commerciaux. Croissance importante prévue au cours des 15 prochaines années.
Harmonisation des politiques	●●●	Forte concordance avec les priorités fédérales en matière d'abordabilité, de réseaux propres et de flexibilité de la demande, tel qu'énoncé dans la Stratégie pour l'électricité propre du gouvernement fédéral. Contribution aux objectifs nationaux d'électrification.

NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE ET DE PRÉPARATION À LA COMMERCIALISATION

Dimension	Note	Raison/remarques
Niveau de maturité technologique	●●●	Les appareils intelligents côté client ont atteint leur maturité commerciale et sont déployés à l'échelle.
Niveau de préparation des distributeurs d'énergie et de la clientèle	●●	L'adoption par les consommateur(trice)s est généralisée et croissante. Les distributeurs d'énergie déploient activement des programmes, mais l'intégration complète des RED demeure inégale. En date de 2023, 75 % d'entre eux proposaient des programmes, mais souvent de manière ponctuelle. Environ la moitié d'entre eux ne disposent pas encore de stratégie en matière d'électrification ou de RED.
Soutien des politiques publiques	●●	De nombreux incitatifs et programmes de distributeurs d'énergie au Canada soutiennent les thermostats intelligents, les bornes de recharge pour véhicules électriques, les commandes d'éclairage et les charges flexibles, notamment le programme Hilo d'Hydro-Québec.

OBSTACLES

Dimension	Note	Raison/remarques
Chaîne d'approvisionnement	■	Il existe une certaine capacité de fabrication nationale (particulièrement pour les commandes d'éclairage et les thermostats intelligents), mais les composants clés (semi-conducteurs, connecteurs, relais) dépendent fortement des importations américaines et demeurent vulnérables aux pénuries mondiales.
Contexte réglementaire	■	Absence de normes universelles pour l'interopérabilité des appareils; les protocoles fragmentés de communication limitent l'intégration fluide dans les programmes des distributeurs d'énergie; les appareils de différents fabricants ne communiqueront pas bien ensemble.
Contexte économique et marché	■	Les appareils ont des coûts initiaux relativement élevés; l'adoption dépend toujours des incitatifs et de la sensibilisation auprès de la clientèle.

NOTE GÉNÉRALE

POTENTIEL STRATÉGIQUE : ●●● ÉLEVÉ

NIVEAU DE MATURITÉ : ●● MOYEN

OBSTACLES : ■ MOYENS

Annexe B :

Résumé de l'engagement

Entretiens avec des distributeurs d'énergie et des spécialistes

Nous avons mené des entretiens avec des représentant(e)s de deux distributeurs d'énergie (l'un de petite taille et l'autre de taille moyenne) et d'une association industrielle afin de compléter notre étude et de valider nos résultats préliminaires ainsi que nos recommandations.

Dans l'ensemble, **les distributeurs d'énergie considèrent la modernisation du réseau comme une condition préalable à la transition énergétique, plutôt qu'une initiative technologique distincte.** La croissance de la demande, stimulée par l'électrification, le déploiement accru des technologies en aval du compteur et les attentes croissantes en matière de fiabilité et de résilience font peser de nouvelles exigences sur les réseaux de transport et de distribution de l'électricité. Parallèlement, les distributeurs d'énergie doivent composer avec des infrastructures vieillissantes, les longues durées de vie des actifs et des cadres de réglementation et de planification qui ne sont pas adaptés aux changements technologiques rapides.

Dans les entretiens, les distributeurs d'énergie ont souligné le caractère profondément transversal de la modernisation du réseau; elle touche à la fois la planification, les opérations, l'approvisionnement, les systèmes de TI et de TO, les compétences de la main-d'œuvre, la cybersécurité et l'engagement client. Le défi principal n'est pas de cerner les technologies prometteuses, mais de les déployer à grande échelle dans un contexte marqué par des contraintes liées aux chaînes d'approvisionnement, à la réglementation et à l'organisation.

Technologies prioritaires et orientations à court terme

La modernisation des réseaux de distribution s'est révélée comme étant la priorité à court terme la plus importante pour soutenir l'électrification. Les principaux axes d'intervention comprennent :

- **l'automatisation de la distribution et les capteurs**, y compris les disjoncteurs à réenclenchement, les indicateurs de défaut et les systèmes de surveillance souterrains, afin d'améliorer la fiabilité et de reporter les dépenses en immobilisations.
- **les systèmes avancés de gestion de la distribution**, qui sont généralement déployés par étapes, en commençant par la gestion des pannes et les principales fonctionnalités de la gestion de la distribution. Viennent ensuite la localisation des défauts, l'isolation et la restauration des services (FLISR), la réduction de la tension de conservation (CVR) et l'intégration de l'infrastructure de mesure avancée (AMI).
- **la gestion des données et les analyses**, pour transformer le volume croissant de données en valeur opérationnelle et de planification.

L'interopérabilité est considérée comme une exigence critique dans l'ensemble des technologies de distribution. Les distributeurs d'énergie cherchent à éviter la dépendance à l'égard des fournisseurs et à favoriser des écosystèmes multi-fournisseurs.

En ce qui concerne les réseaux de transport de l'électricité, les distributeurs d'énergie donnent la priorité à l'optimisation progressive de la capacité existante plutôt qu'aux nouvelles constructions :

- adoption de la **technologie de capacité ajustée à la température ambiante (AAR)** en tant qu'approche à faible risque harmonisée avec les normes afin d'améliorer l'utilisation.
- déploiement encore limité de l'**évaluation dynamique de la capacité des lignes**, en raison des coûts, de la complexité et du besoin de données empiriques plus solides.
- essai de **conducteurs de pointe et de revêtements pour conducteurs** afin d'accroître la capacité des lignes existantes.

Les longs délais de développement, les incertitudes liées à la demande et les coûts croissants de construction et d'approbation favorisent une approche prudente en matière d'investissements importants dans le transport de l'électricité.

Plusieurs technologies sont perçues comme stratégiquement importantes, mais à plus long terme ou avec un rôle incertain. Cela comprend les **sous-stations numériques, les systèmes de gestion des ressources énergétiques décentralisées, le stockage d'énergie dans les batteries**, ainsi que des **capteurs multifonctionnels** intégrant la détection des défauts et la surveillance de la température, des risques de feux de forêt et de l'état des actifs.

Défis et obstacles principaux

- **Les risques liés aux chaînes d'approvisionnement sont désormais une contrainte majeure.** Les distributeurs d'énergie rapportent de longs délais d'approvisionnement (entre 6 et 12 mois, voire plus) pour les transformateurs, les appareillages de connexion, les disjoncteurs à réenclenchement et l'équipement connexe, jumelés à une forte dépendance à l'égard des fournisseurs américains et asiatiques. Les vulnérabilités vont au-delà de l'équipement important et touchent aussi les matières premières, comme l'acier, le cuivre et l'acier magnétique à grain orienté (GOES). Les petits et moyens distributeurs d'énergie sont touchés de manière disproportionnée en raison de leur faible pouvoir d'achat.
- **Les processus liés à la réglementation et aux normes** sont le plus souvent cités comme facteurs retardant le changement technologique. La lente adoption des normes et les processus de certification limitent le choix de fournisseurs et renforcent la dépendance aux chaînes d'approvisionnement. Les mécanismes de recouvrement des coûts favorisent souvent le matériel traditionnel par rapport aux logiciels, aux plateformes de données et aux projets pilotes, ce qui limite le déploiement de solutions numériques.
- **L'intégration de la technologie** constitue un obstacle supplémentaire. Bien que plusieurs technologies numériques soient matures par elles-mêmes, il demeure complexe de les intégrer aux environnements existants des distributeurs d'énergie. Les défis comprennent l'intégration de systèmes de TI et de TO, les exigences en matière de cybersécurité et la transition de systèmes sur place vers des systèmes infonuagiques. Les distributeurs d'énergie mettent l'accent sur la nécessité de démontrer la performance opérationnelle avant un déploiement à grande échelle.
- **Les contraintes de main-d'œuvre constituent un enjeu transversal.** Les distributeurs d'énergie font face à une pénurie de main-d'œuvre dotée de compétences en numérique hybride, en systèmes et en cybersécurité, alors que le personnel de terrain et d'entretien est entièrement mobilisé pour maintenir les actifs existants et déployer de nouvelles technologies.

Interventions des distributeurs d'énergie et approches stratégiques

Les distributeurs d'énergie adoptent des stratégies reposant sur des **approvisionnements précoces et proactifs, des relations à long terme avec les fournisseurs, des stratégies de déploiement progressif et des projets pilotes ciblés** axés sur la validation opérationnelle plutôt que sur la R et D à un stade précoce. Les fonctionnalités avancées sont souvent reportées jusqu'à la mise en place de systèmes de contrôle et de visibilité de base. Toutefois, les personnes interrogées ont souligné que de nombreuses contraintes, notamment les risques liés aux chaînes d'approvisionnement et la fragmentation des normes, dépassent la capacité d'action des distributeurs pris individuellement.

Répercussions en matière de politiques publiques

Les distributeurs d'énergie et les expert(e)s de l'industrie ont cerné plusieurs mesures qui pourraient grandement accélérer la modernisation du réseau :

- soutien pour **l'interopérabilité et l'harmonisation des normes**, grâce à des processus ascendants menés par les distributeurs d'énergie et l'industrie.
- **mécanismes de coordination des chaînes d'approvisionnement** pour regrouper la demande, signaler les besoins à long terme et soutenir la production nationale, lorsque cela est possible.

- **modernisation réglementaire** pour permettre le recouvrement des coûts liés aux logiciels, aux systèmes de données et aux solutions non filaires.
- **financement pour des démonstrations et des projets pilotes ciblés**, axés sur les systèmes intégrés et les conditions d'exploitation au Canada.
- initiatives de **perfectionnement de la main-d'œuvre** qui répondent aux exigences émergentes en matière de compétences liées au réseau numérique.

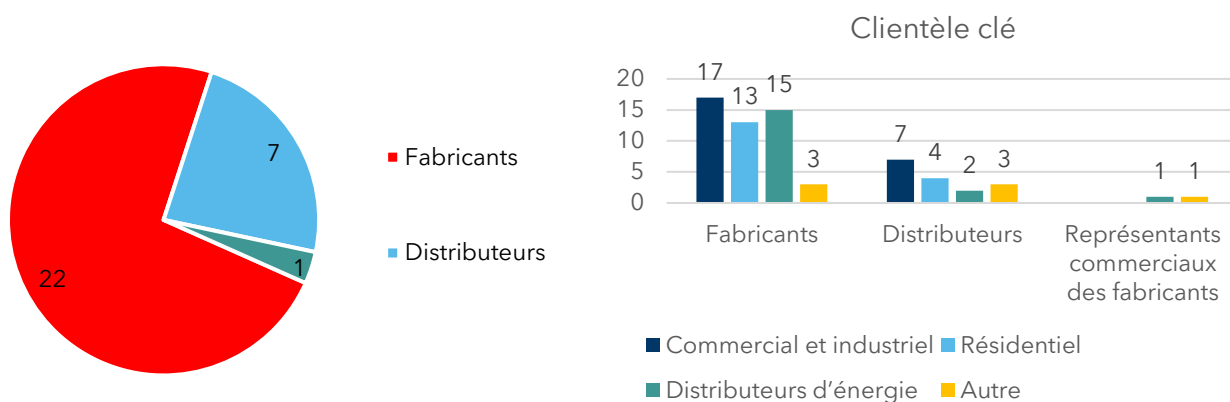
Dans l'ensemble, les distributeurs d'énergie considèrent les technologies de réseau comme des leviers essentiels de la transition énergétique, mais les progrès dépendent avant tout d'actions coordonnées visant à lever les contraintes systémiques liées à la chaîne d'approvisionnement, aux normes, à la réglementation et à la capacité, plutôt que des technologies elles-mêmes.

Sondage des membres de l'ÉFC

En octobre 2025, l'ÉFC et Dunsky ont élaboré un sondage en ligne destiné aux membres de l'ÉFC. Un résumé des principaux résultats se trouve ci-dessous :

Profil démographique et couverture

Les personnes interrogées étaient principalement des fabricants et desservait une clientèle répartie de manière relativement équilibrée entre les distributeurs d'énergie, les secteurs commercial et industriel et la clientèle résidentielle. Ensemble, elles couvrent une vaste gamme de technologies liées aux bâtiments et aux réseaux, y compris les équipements essentiels du réseau (transformateurs, appareillage de commutation et câbles), les technologies numériques de réseau, ainsi que l'électrification et les systèmes de contrôle côté client.



Technologies principales et perspective de demande

Les personnes interrogées ont identifié les appareillages de connexion, les disjoncteurs, les câbles (y compris les conducteurs de pointe) et les transformateurs comme les technologies dont la demande est actuellement la plus forte. Dans cinq ans, on s'attend à ce que la demande de toutes les technologies analysées connaisse une croissance moyenne ou élevée, ce qui reflète la portée et la profondeur de la transition énergétique.

Les technologies qui présentent la plus forte projection de croissance en matière de demande sont les transformateurs, les capteurs de réseau, les systèmes de surveillance, les panneaux intelligents, les systèmes de gestion de l'énergie des bâtiments, les thermostats intelligents, les bornes de recharge pour véhicules électriques et les sous-stations numériques.

Dans l'ensemble, les personnes interrogées ont remarqué que la croissance de la demande n'est pas limitée à un ensemble limité de technologies « de pointe », mais inclut aussi les équipements de réseau traditionnels et les nouvelles solutions numériques et à l'intention de la clientèle.

Facteurs de croissance de la demande

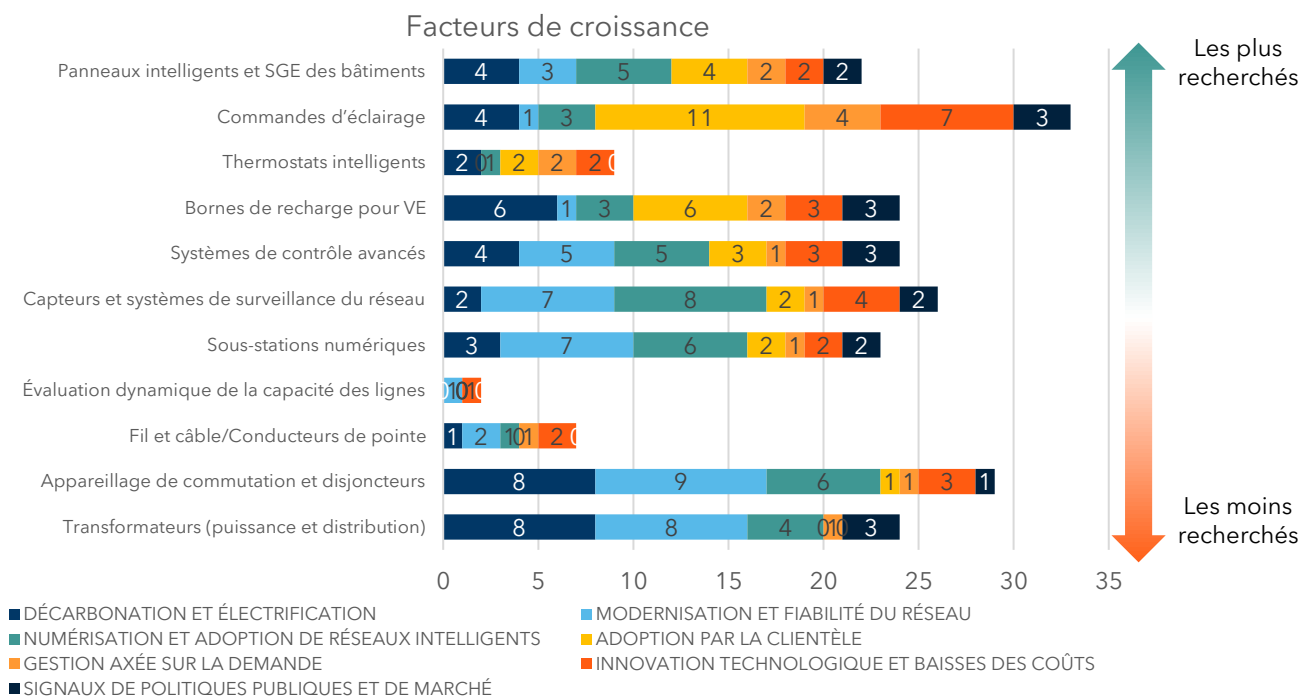
Les principaux facteurs qui stimulent la demande sont les suivants :

- modernisation du réseau et besoins de fiabilité
- électrification et décarbonation dans l'ensemble de l'économie
- numérisation et intégration de réseaux intelligents

Lorsqu'il est question des technologies à l'intention de la clientèle, comme les commandes d'éclairage et les bornes de recharge pour véhicules électriques, la demande dépend davantage des tendances d'adoption par les client(e)s, des codes du bâtiment, des normes de durabilité (p. ex., LEED) et des programmes d'incitatifs. Plusieurs personnes interrogées ont souligné l'importance croissante des centres de données, les exigences accrues en matière de résilience et la transition vers la surveillance à distance et la réduction des besoins d'entretien comme autres facteurs stimulant la demande.

Elles ont également noté que l'adoption généralisée par les « consommateur(trice)s proactif(ive)s » dépendra moins de la disponibilité des technologies, laquelle est déjà très mature, et davantage des politiques, des programmes de financement et des incitatifs financiers pour la clientèle alignant les bénéfices individuels avec les bénéfices collectifs pour le système et la société.

ILLUSTRATION 11. FACTEURS DE CROISSANCE DES TECHNOLOGIES DE RÉSEAU



Obstacles au déploiement et à l'adoption

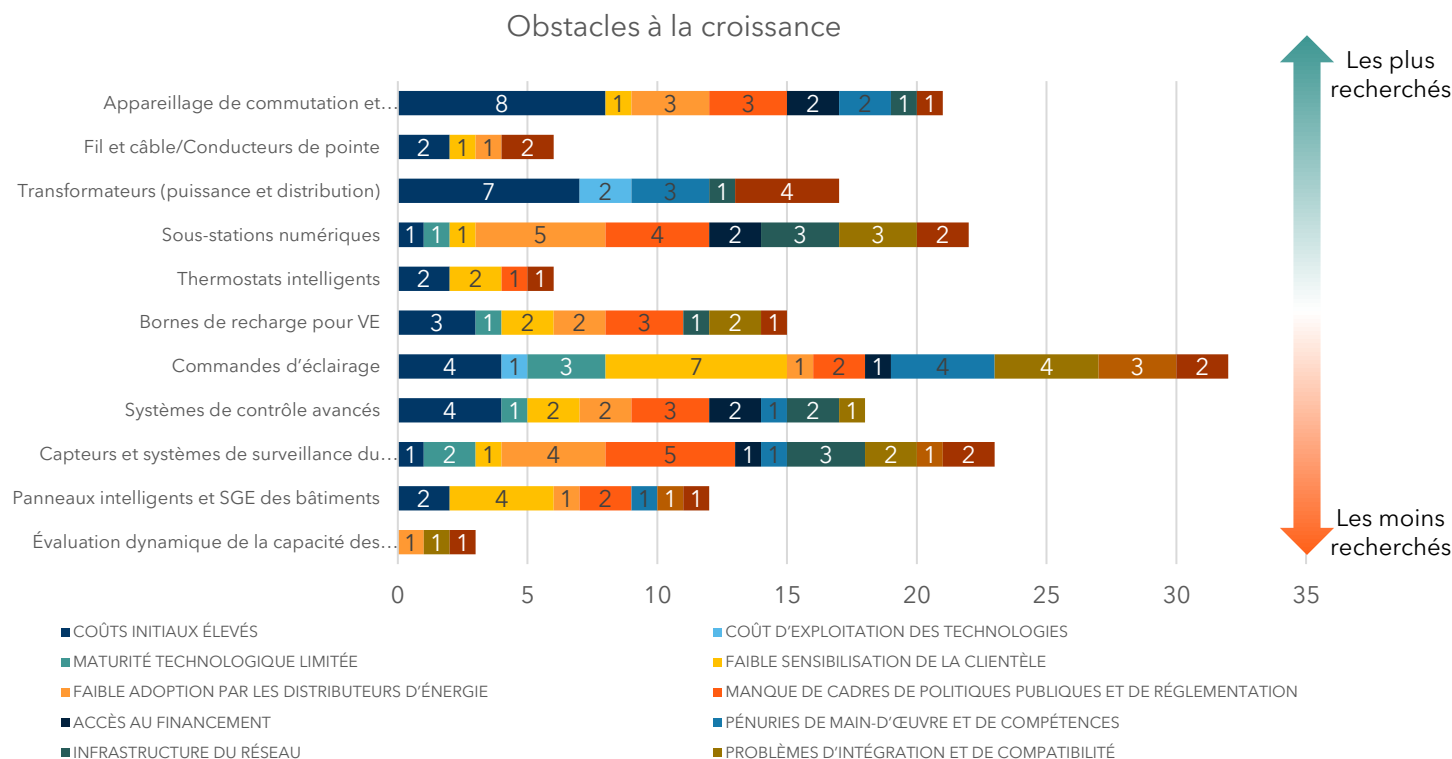
Les **coûts initiaux élevés** sont considérés comme l'obstacle le plus important pour presque toutes les technologies, particulièrement pour celles qui connaissent la plus forte croissance de la demande. Voici quelques autres obstacles fréquemment mentionnés :

- absence de cadres de politiques publiques ou de réglementation ou manque d'harmonisation
- manque de mécanismes pour l'adoption par les distributeurs d'énergie ou mécanismes incohérents
- lacunes dans les cadres et les incitatifs à la clientèle

En ce qui concerne les technologies numériques et liées au réseau (p. ex., sous-stations numériques, capteurs, systèmes de gestion des ressources énergétiques décentralisées), les personnes interrogées insistent sur la nécessité de reconnaître, dans les cadres réglementaires, les coûts additionnels liés à la numérisation. Pour les technologies côté client, les obstacles sont davantage liés à l'éducation, à la cohérence des normes et à la disponibilité des incitatifs.

Les réponses indiquent que les cycles réglementaires et la pression des tarifs restreignent la capacité des distributeurs d'énergie à adopter de nouvelles technologies au rythme requis par l'électrification.

ILLUSTRATION 12. OBSTACLES AU DÉPLOIEMENT DE TECHNOLOGIES DE RÉSEAU



Risques et contraintes pour la chaîne d'approvisionnement

Les préoccupations liées à la chaîne d'approvisionnement touchent le plus les **appareillages de connexion/disjoncteurs et les transformateurs**, deux des trois technologies ayant actuellement la demande la plus forte. Les personnes interrogées ont signalé les problèmes suivants :

- délais d'approvisionnement longs et incertains
- coûts croissants du matériel
- pénuries de composants et délais de livraison

Les vulnérabilités concernant les composants critiques touchent le cuivre, l'acier à âme (acier magnétique à grain orienté et acier à âme amorphe), les traversées haute tension, les changeurs de prise et les conducteurs spécialisés. Les réponses ont indiqué que les coûts d'expédition de certains composants ont considérablement augmenté au cours des dernières années. Pour les technologies numériques et côté client, les risques concernent les **cartes de circuit imprimé, les semi-conducteurs et les composants de télécommunication**, ce qui reflète la volatilité générale du marché mondial des produits électroniques.

De nombreuses personnes interrogées ont souligné l'importance stratégique de soutenir les fournisseurs nationaux et alliés pour les composants clés, dans le but de réduire les risques et de renforcer la sécurité énergétique du pays.

Lacunes en matière de politiques et interventions prioritaires

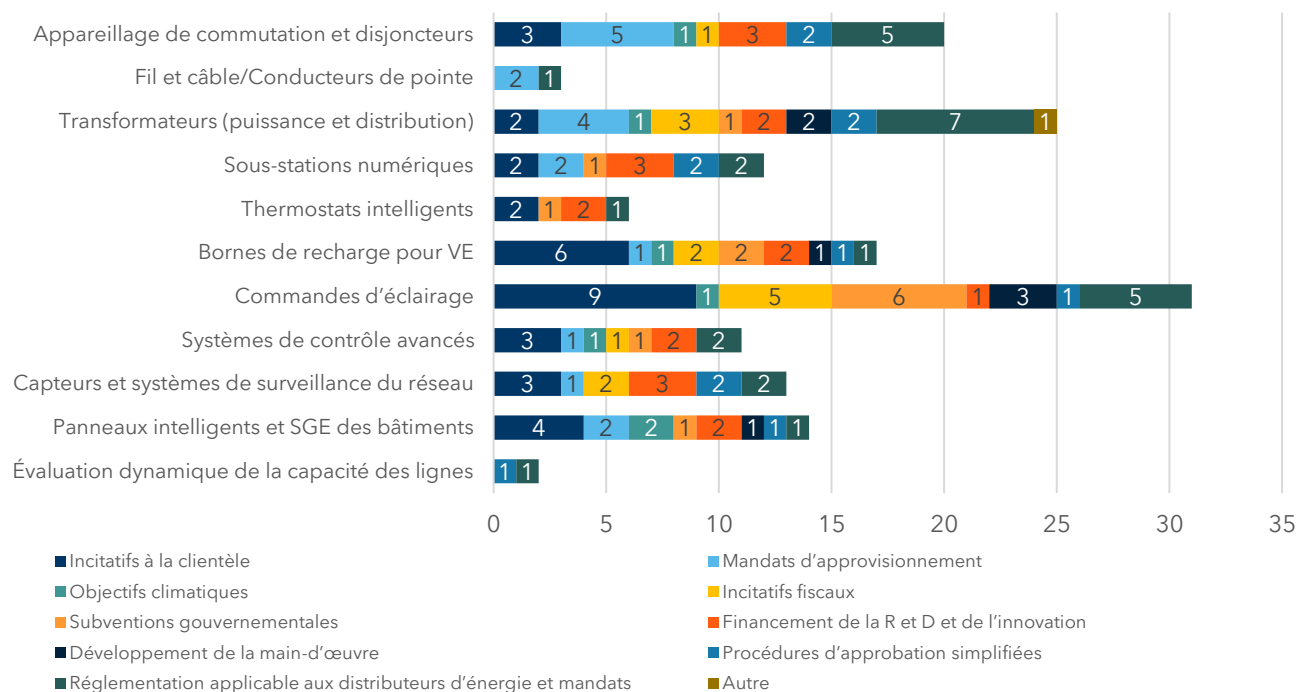
Pour la plupart des technologies de réseau recherchées (transformateurs, appareillage de commutation et câble), les répondant(e)s ont indiqué que **la réglementation applicable aux distributeurs d'énergie et les mandats d'approvisionnement** représentaient les leviers les plus importants en matière de politiques publiques. Pour les commandes d'éclairage et les bornes de recharge de véhicules électriques, **les incitatifs à la clientèle et les subventions gouvernementales** étaient considérés comme plus déterminants.

Parmi les lacunes clés en matière de politiques mises en lumière, on retrouve les suivantes :

- adoption incohérente des codes électriques dans les différentes provinces
- cadres réglementaires limitant la capacité des distributeurs d'énergie à investir dans la modernisation pendant les cycles tarifaires
- droits de douane et politiques commerciales augmentant les coûts sans renforcer les chaînes d'approvisionnement nationales
- incitatifs insuffisants pour soutenir l'adoption de thermostats intelligents et d'autres technologies favorisant l'électrification dans certaines provinces

Les personnes interrogées appellent à une meilleure harmonisation entre les objectifs de transition énergétique et les politiques industrielles, y compris des **mesures visant à soutenir la fabrication locale**, à réduire les coûts sans valeur ajoutée et à améliorer l'interopérabilité et l'harmonisation des normes au Canada.

ILLUSTRATION 13. INTERVENTIONS PRIORITAIRES EN MATIÈRE DE POLITIQUES PUBLIQUES POUR LES TECHNOLOGIES DE RÉSEAU





POLITIQUE « SANS CLAUSE DE NON-RESPONSABILITÉ »

Ce rapport a été préparé par Dunsky Énergie + Climat, une firme indépendante spécialisée dans la transition énergétique et engagée à offrir des analyses et des conseils de qualité, intègres et objectifs. Nos constats et recommandations s'appuient sur les meilleures informations disponibles au moment de la réalisation des travaux, ainsi que sur le jugement professionnel de nos spécialistes.

Dunsky est fière d'assumer pleinement son travail.