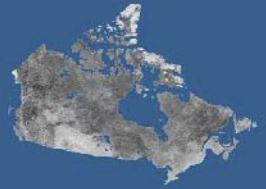




Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada



CanmetÉNERGIE
Leadership en écoInnovation

Les réseaux électriques intelligents au Canada

2012-2013

Rédigé par : Jennifer Hiscock et David Beauvais

Le présent rapport présente un résumé des progrès réalisés pour le développement des réseaux électriques intelligents au Canada en 2012-2013. Il est préparé pour l'industrie, le gouvernement et les intervenants de recherche responsables de la mise en place des réseaux électriques intelligents.



Canada

La présente publication doit être citée comme suit :

Hiscock, Jennifer, et Beauvais, David, Les réseaux électriques intelligents au Canada, 2012-2013, rapport n° 2013-171 RP-ANU 411-SGPLAN, Ressources naturelles Canada, octobre 2013, 43 p.

Ce rapport est disponible en ligne à :

<http://www.rncan.gc.ca/reseaux-electriques-intelligents-canada-201213>

No de cat. : M151-4/2013F-PDF

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, 2013

Avis de non-responsabilité :

Le présent rapport est distribué aux fins d'information et ne représente pas nécessairement l'opinion du gouvernement du Canada et ne constitue pas une approbation d'un produit commercial ou d'une personne. Le Canada, ses ministres, représentants, employés ou agents ne donnent aucune garantie à l'égard du présent rapport et n'assument aucune responsabilité liée à son utilisation.

Remerciements :

Les éditeurs du présent rapport remercient le Canada Smart Grid Action Network pour sa participation à ce rapport annuel :

Lisa Dignard-Bailey, directrice, Intégration des énergies renouvelables et des ressources distribuées, CanmetÉNERGIE, RNCAN

Christina Ianniciello, gestionnaire, Division de l'électricité et des sources d'énergie de remplacement, ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique

Patrick Forseth, ingénieur de projet, Division de la politique de l'électricité, Alberta Energy

Mike Balfour, directeur, Économie de l'énergie, ministère de l'Économie de la Saskatchewan – Énergie et Ressources

Usman Syed, gestionnaire, Politiques relatives au réseau intelligent, ministère de l'Énergie de l'Ontario

Bill Breckenridge, directeur, Énergie renouvelable et nouvelles technologies, ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick

Mike Bird, conseiller en politiques, Questions techniques sur l'électricité et l'énergie renouvelable, ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse

Wade Carpenter, spécialiste de l'énergie de remplacement, Environnement et ressources naturelles, Territoires du Nord-Ouest

Darcy Blais, conseiller principal des politiques, Division de l'énergie renouvelable et électrique, RNCAN

Lana Ikkers, conseillère en science et en technologie, Bureau de R-D énergétiques, RNCAN

Geoff Murphy, directeur, Partenariats et activités extérieures, Direction de la science-technologie stratégique, RNCAN

Hamid Mostaghaci, conseiller principal en science, Division des pratiques sectorielles des technologies propres et de l'infrastructure, ministère des Affaires étrangères et du Commerce international

Alex Bettencourt, directeur général, SmartGrid Canada

Devin McCarthy, directeur, Transport et distribution, Association canadienne de l'électricité

Sonya Konzak, gestionnaire de programme, CEATI International Inc.

Richard Wunderlich, président, Table ronde nationale sur l'électricité

Denis Faubert, chef du comité technique, Table ronde nationale sur l'électricité

Table des matières

Introduction.....	5
Appui du Canada au développement des réseaux électriques intelligents.....	6
Normes sur les réseaux intelligents : établir des règles du jeu équitables et les faire respecter.....	10
Collaboration internationale sur les réseaux intelligents.....	11
Exportation de la technologie et de l'expertise canadiennes en matière de réseaux électriques intelligents.....	11
Appui provincial et territorial pour les réseaux électriques intelligents.....	12
Collaboration de l'industrie pour les réseaux électriques intelligents.....	15
SmartGrid Canada.....	15
Association canadienne de l'électricité.....	16
Table ronde nationale sur l'électricité.....	16
Progrès de la technologie des réseaux électriques intelligents au Canada	17
Gestion intelligente de la charge.....	17
Mégadonnées.....	19
Infrastructure pour les véhicules électriques.....	20
L'innovation pour les réseaux électriques intelligents au Canada : un système à multiples facettes.....	23
Réseau stratégique du CRSNG sur les miniréseaux intelligents.....	26
Partenariat de recherche sur les politiques en matière de réseau électrique intelligent du CRSH.....	27
Centre for Energy Advancement through Technological Innovation (CEATI).....	27
Activités commerciales de construction des réseaux électriques intelligents.....	28
Perspectives pour les réseaux électriques intelligents au Canada.....	32
Annexes.....	34
Annexe A — Descriptions textuelles des figures.....	35
Annexe B — Acronymes.....	43

Liste des figures

Figure 1 : Lien entre les domaines de connaissances sur les réseaux électriques intelligents au Canada par l'entremise du Canada Smart Grid Action Network.....	6
Figure 2 : Déploiement des réseaux électriques intelligents au Canada.....	8
Figure 3 : Projets canadiens de démonstration des réseaux électriques intelligents subventionnés par l'État.....	24
Figure 4 : Applications des réseaux électriques intelligents pour l'ensemble du système d'électricité.....	29
Figure 5 : Investissements par année dans les réseaux électriques intelligents au Canada.....	33

Introduction

Le présent document est le troisième d'une série de rapports. Il se veut une référence utile pour les spécialistes des réseaux électriques intelligents au Canada, ainsi que pour les intervenants des réseaux électriques intelligents internationaux qui souhaitent en apprendre plus sur les activités dans ce domaine au Canada. Il est publié par les laboratoires de recherche de CanmetÉNERGIE de Ressources naturelles Canada, qui gèrent le Canada Smart Grid Action Network. Les membres de ce réseau ont participé à ce rapport qui présente la situation actuelle relativement aux progrès pour le développement des réseaux électriques intelligents

au Canada pour la période 2012-2013. Il englobe les activités provinciales et régionales, indique les projets en cours et traite de la façon dont les réseaux intelligents seront mis en œuvre par les utilités publiques au Canada ou sur des marchés de l'électricité.

Le lecteur devrait consulter le rapport de 2011-2012¹ pour avoir une présentation générale des activités liées aux réseaux électriques intelligents au Canada, de même que le rapport 2010-2011² pour avoir un aperçu de l'industrie des réseaux électriques intelligents au Canada.

¹ CanmetÉNERGIE, Réseaux électriques intelligents au Canada 2011-2012, 2012 :
<http://www.rncan.gc.ca/energie/publications/sciences-technologie/renouvelable/smart-grid/6168>

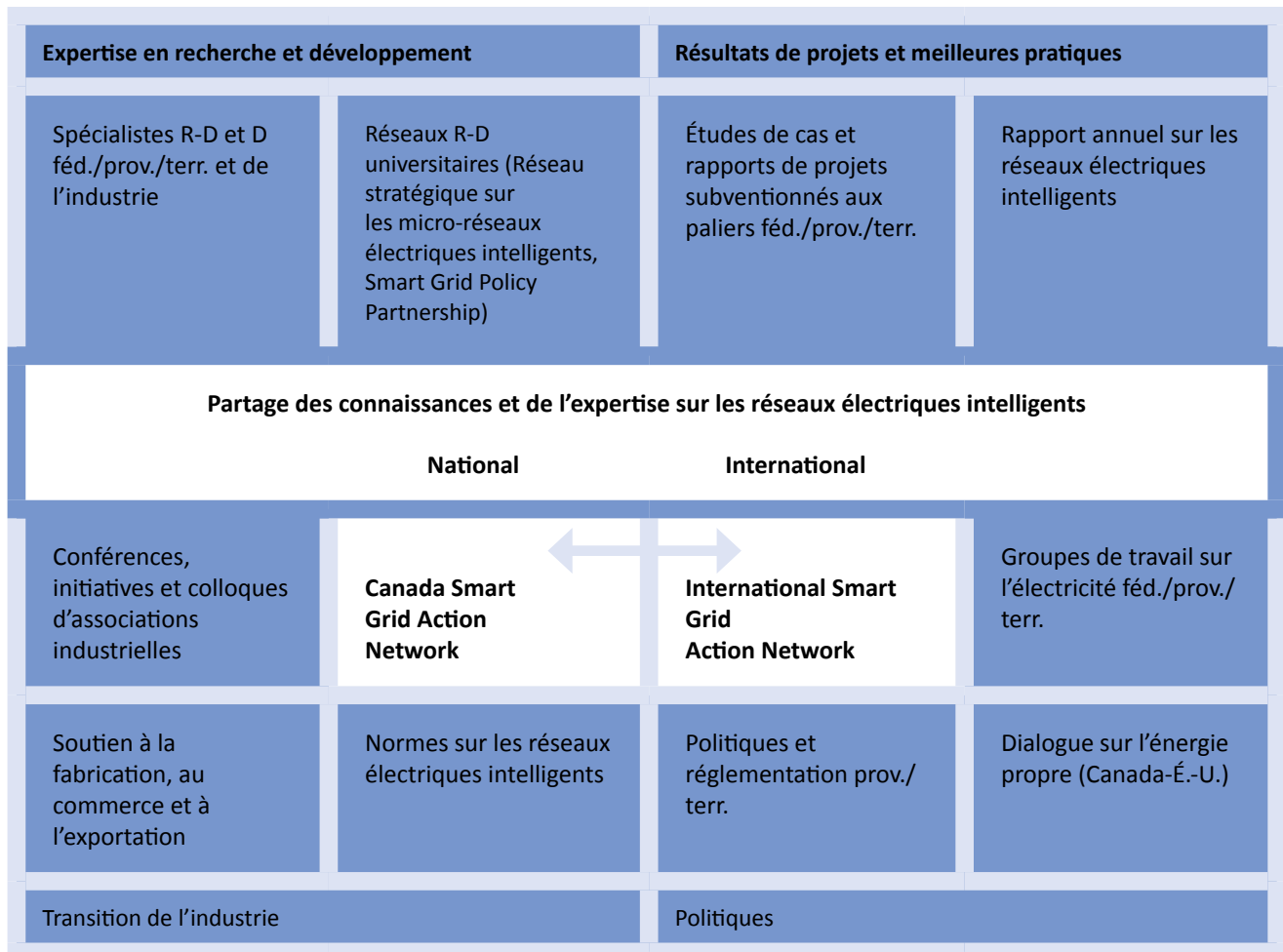
² CanmetÉNERGIE, Les réseaux électriques intelligents au Canada (smart grid) – Aperçu de l'industrie en 2010, 2011 :
<http://www.rncan.gc.ca/energie/publications/sciences-technologie/renouvelable/smart-grid/6134>

Appui du Canada au développement des réseaux électriques intelligents

CanmetÉNERGIE a formé le *Canada Smart Grid Action Network* (CSGAN) afin d'établir un lien entre les intervenants nationaux et leur travail et l'*International Smart Grid Action Network* (ISGAN). Le lien entre les principaux participants aux réseaux électriques intelligents au Canada est assuré par l'entremise du CSGAN, qui regroupe les intervenants de divers domaines de connaissances associés au développement des réseaux électriques intelligents, soit l'expertise en recherche et en développement, la dissémination des résultats de projets de démonstration subventionnés par l'État ou l'industrie, l'expertise liée à la transition

de l'industrie, ainsi que du développement de politiques. Le groupe se réunit au cours de l'année avec des membres des ministères de l'Énergie provinciaux et territoriaux, des ministères fédéraux, des universités, ainsi que des associations industrielles et du secteur de l'électricité pour partager les connaissances et discuter de questions régionales et nationales associées aux réseaux électriques intelligents. Les points saillants de 2012-2013 concernant les initiatives sur les réseaux électriques intelligents des membres du CSGAN et des territoires qu'ils représentent sont donnés dans cette section.

Figure 1 : Lien entre les domaines de connaissances sur les réseaux électriques intelligents au Canada par l'entremise du Canada Smart Grid Action Network



La figure 2 illustre le déploiement de six applications différentes des réseaux électriques intelligents au Canada. Ces applications, qui sont définies plus en détail à l'annexe A de ce rapport, comprennent :

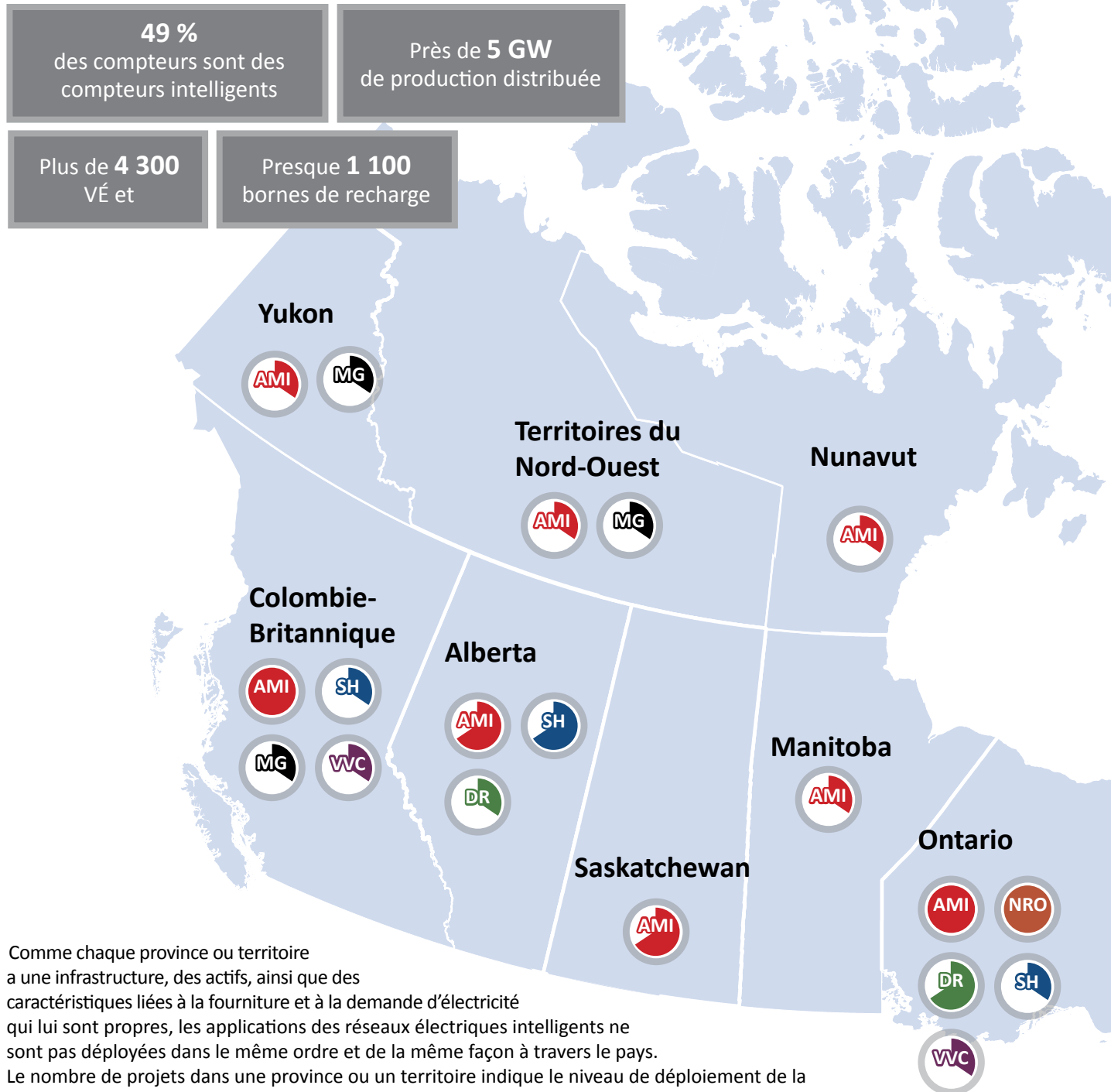
- l'infrastructure de mesurage avancé (AMI);
- les nouvelles options tarifaires (NRO);
- la gestion de la demande (DR);
- la reconfiguration automatisée du réseau (SH);
- les microréseaux électriques (MG);
- le contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (VVC).

Le niveau de déploiement de ces applications est indiqué pour chaque province et territoire comme suit : soit à l'étude ou prévu (1/3 de diagramme à secteurs), partiellement déployé ou en cours de déploiement (2/3 de diagramme à secteurs) ou généralement déployé dans la province ou le territoire (diagramme à secteurs complet). Le niveau de déploiement est indiqué en fonction des projets ou programmes annoncés publiquement et, de ce fait, est plutôt subjectif³.

³ Plus tard en 2013, CanmetÉNERGIE, en partenariat avec les gouvernements provinciaux et les entreprises d'électricité, mènera un projet pilote sur l'identification d'indicateurs quantitatifs liés au déploiement des réseaux électriques intelligents au Canada, pour mieux éclairer l'élaboration des futurs programmes et des politiques.

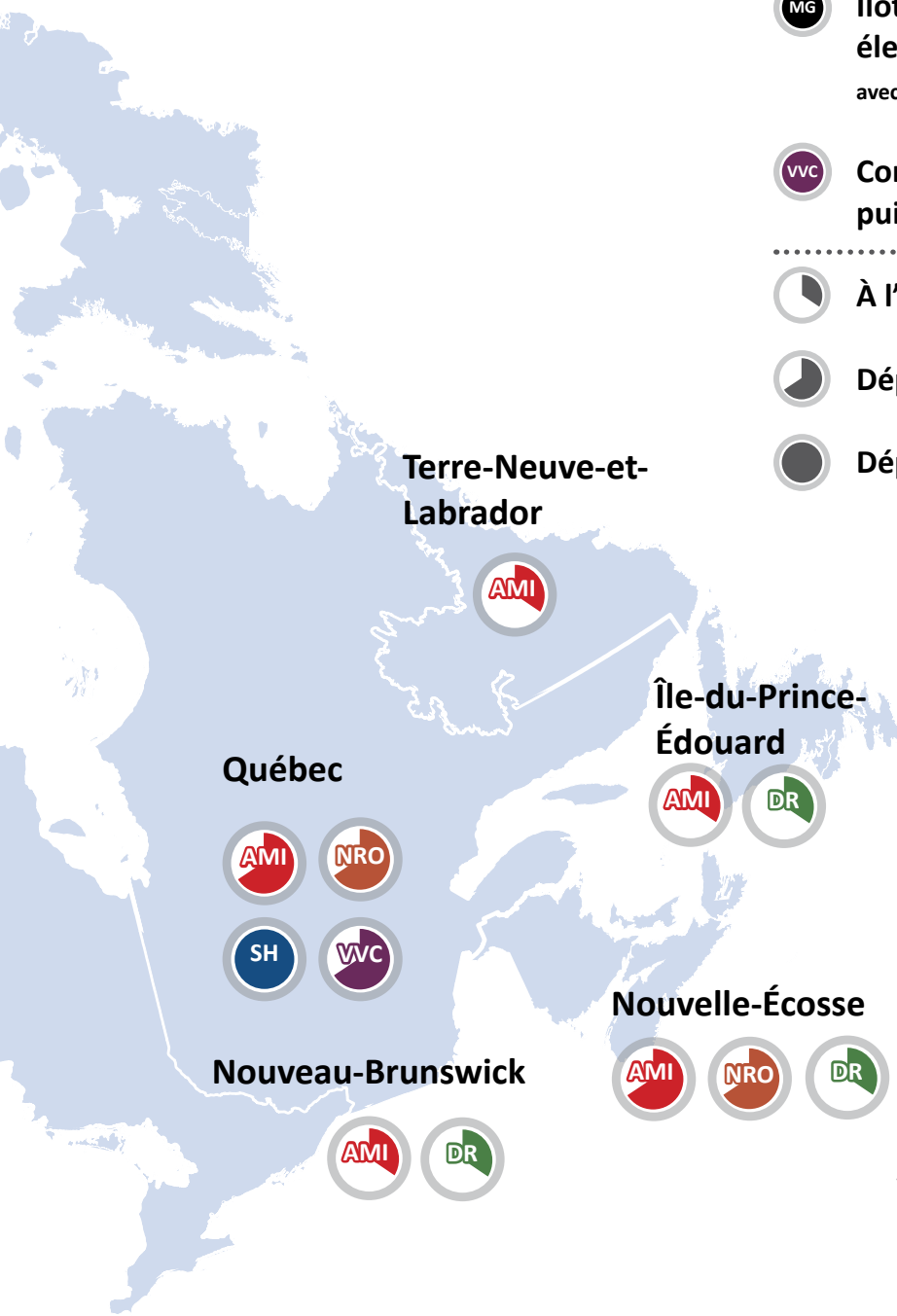
Figure 2

Déploiement des réseaux électriques intelligents au Canada — 2013



Comme chaque province ou territoire a une infrastructure, des actifs, ainsi que des caractéristiques liées à la fourniture et à la demande d'électricité qui lui sont propres, les applications des réseaux électriques intelligents ne sont pas déployées dans le même ordre et de la même façon à travers le pays. Le nombre de projets dans une province ou un territoire indique le niveau de déploiement de la technologie, mais ne devrait pas être interprété en vue de classer une province ou un territoire à un rang supérieur à un autre. Par exemple, certaines provinces pourraient ne jamais déployer de façon généralisée des microréseaux électriques, mais choisir plutôt d'en avoir pour certaines sections du système. Les priorités locales et régionales déterminent pour quelles applications des investissements plus substantiels sont faits.

-  **Infrastructure de mesurage avancé**
 -  **Nouvelles options tarifaires**
 -  **Gestion de la demande de pointe et
fourniture de réserve opérationnelle**
 -  **Rétablissement automatisé du réseau**
(détection de pannes, localisation et rétablissement)
 -  **Îlotage planifié ou microréseaux
électriques intelligents**
avec production ou stockage local de l'énergie
 -  **Contrôle asservi de la tension et de la
puissance réactive**
-
-  **À l'étude/projets pilotes à petite échelle**
 -  **Déploiement partiel/en cours**
 -  **Déploiement généralisé**



Voir Annexe A pour les descriptions textuelles

Normes sur les réseaux intelligents : établir des règles du jeu équitables et les faire respecter

L'adoption de normes d'interopérabilité acceptées à l'échelle internationale donnera aux intervenants canadiens le plus vaste éventail possible de produits et de services liés aux réseaux électriques intelligents et permettra de s'assurer de répondre aux exigences en matière de sécurité et de respect de la vie privée. Une bonne connaissance de ces normes permettra également de s'assurer que les entreprises canadiennes mettent au point des produits le plus adaptés possible au vaste marché international.

En 2012, le Conseil canadien des normes (CCN) et l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) ont convenu de coprésider le Comité consultatif sur les normes des réseaux intelligents (CCNRI). Ce comité consultatif donnera des conseils stratégiques, des commentaires et une orientation en vue de la mise en œuvre de la Feuille de route pour la normalisation du réseau intelligent au Canada⁴. Ce travail est nécessaire afin de s'assurer que les produits livrables soient pertinents dans le contexte canadien et servent l'intérêts de sa population.

Le comité consultatif, formé d'intervenants provenant du gouvernement, de l'industrie et de l'ensemble des consommateurs, se penche sur les politiques concernant les réseaux intelligents, les considérations législatives et réglementaires, les exigences concernant la sécurité et la confidentialité, ainsi que les questions de mise en œuvre au pays. Au cours des trois prochaines années, il :

- sollicitera des commentaires concernant l'adoption de normes sur les réseaux intelligents par les entreprises d'électricité et les fournisseurs de services;
- identifiera les normes en lien avec les réseaux intelligents adoptées au sein de la réglementation fédérale, provinciale ou territoriale;
- visera à mieux comprendre les répercussions sur la confidentialité et la cybersécurité associées au déploiement des réseaux intelligents dans le contexte canadien; et
- étudiera les questions transversales associées à l'utilisation de compteurs intelligents et de produits et services connexes.

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec Visar Mahmuti, du Conseil canadien des normes, ou avec Devin McCarthy, de l'Association canadienne de l'électricité⁵.

⁴ Feuille de route pour la normalisation du réseau intelligent au Canada :

<http://www.scc.ca/fr/about-scc/publications/roadmaps/feuille-de-route-pour-la-normalisation-du-reseau-intelligent-au>

⁵ Visar Mahmuti : vmahmuti@scc.ca Devin McCarthy : mccarthy@electricity.ca

Collaboration internationale sur les réseaux intelligents

Le Canada a maintenu une participation active à l'*International Smart Grid Action Network (ISGAN)* en 2012-2013. Étant l'un des 24 pays membres, le Canada a exercé son leadership dans la préparation des publications et des activités suivantes :

- recueil d'études de cas « *Spotlight on Advanced Metering Infrastructure: AMI Case Book Version 1.0* »⁶ ;
- webinaire international intitulé « *Unlocking Markets and Supporting Innovation in Smart Grids* »⁷.

Le recueil d'études de cas sur l'infrastructure de mesurage avancé (AMI) a été présenté lors de la 4^e conférence ministérielle sur l'énergie propre (*Clean Energy Ministerial*) qui s'est tenue en avril 2013, en Inde. Il comprend six cas d'expériences vécues par des pays ayant déployé une infrastructure de mesurage avancé (AMI), le premier de ceux-ci présentant le déploiement AMI en Ontario. Les cas décrivent les projets AMI, en indiquent les objectifs, les principaux éléments de conception, les résultats obtenus jusqu'à maintenant, ainsi que les leçons retenues. Les principales conclusions du rapport font l'objet de discussions sur divers thèmes, dont la participation de la clientèle, l'installation des compteurs intelligents de façon obligatoire ou avec l'option d'adhésion, la combinaison de plans tarifaires avec AMI, la confidentialité et la cybersécurité, la gestion des mégadonnées, ainsi que l'analyse de rentabilité pour AMI. Le rapport indique que de nombreux territoires à travers le monde sont encore à avancé ou en sont aux premières étapes du déploiement.

Plusieurs considèrent l'infrastructure AMI comme une plate-forme offrant des possibilités accrues pour les réseaux électriques intelligents, tandis que d'autres ne la considèrent pas comme une technologie absolument nécessaire. Parmi les 21 pays qui ont participé à l'étude, 13 étaient engagés jusqu'à un certain point à la mise en place de l'infrastructure AMI, et le reste des pays menent des projets pilotes sur les technologies AMI afin de déterminer si elles feront partie du déploiement des réseaux électriques intelligents. RNCAN a joué le rôle de principal auteur et éditeur du recueil d'études de cas, lequel est disponible sur le site Web de l'ISGAN.

Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a organisé le webinaire « *Unlocking Markets and Supporting Innovation for Smart Grid* », dont l'hôte était le *Clean Energy Solutions Center*. En complément à la présentation de l'Ontario, l'*India Smart Grid Forum* a présenté les perspectives du domaine en Inde et dans les marchés émergents et Siemens Canada, une entreprise multinationale, a présenté sa vision et son approche du domaine. Au cours du webinaire, ont été étudiés les facteurs politiques, la dynamique entre les joueurs, de même que la diversité d'approches en vue d'habiliter les entreprises d'électricité et l'industrie à innover, adopter et développer les nouvelles technologies pour les réseaux électriques intelligents. Les diapositives et les enregistrements du webinaire sont disponibles en ligne sur le site Web du *Clean Energy Solutions Centre*.

Exportation de la technologie et de l'expertise canadiennes en matière de réseaux électriques intelligents

Le ministère des Affaires étrangères, du Commerce et du Développement (MAECD) du Canada a identifié les réseaux électriques intelligents comme un important secteur d'exportation, d'échanges et de collaboration internationale. Au cours de la dernière année, plusieurs activités ont été organisées, comme une mission européenne sur les réseaux électriques intelligents et l'accueil de délégations provenant de l'Amérique centrale et de l'Amérique du Sud.

La mission européenne de novembre 2012 a convié une délégation de représentants canadiens provenant d'universités et de l'industrie dans cinq grands centres européens de recherche et de développement du domaine. Les entreprises canadiennes ont pu déterminer les possibilités qui s'offrent sur le marché européen, ainsi que profiter de nombreuses occasions d'échanges d'information et de développement des affaires.

⁶ ISGAN, *Spotlight on Advanced Metering Infrastructure: AMI Case Book Version 1.0*, 2013 : <http://www.iea-isgan.org/?r=home&m=upload&a=download&uid=1344>

⁷ ISGAN, *Unlocking Markets and Supporting Innovation in Smart Grids* webinar, consulté en septembre 2013 : <https://cleanenergysolutions.org/content/unlocking-markets-and-supporting-innovation-smart-grids-webinar>

Les technologies canadiennes de stockage de l'énergie, de mesure de la qualité de l'onde, de solutions d'entreprises et de communications semblent comporter un excellent potentiel de développement accru sur les marchés européens. De même, les chercheurs canadiens ont eu des discussions fructueuses avec leurs homologues européens, ouvrant ainsi la porte à de la recherche collaborative grandement souhaitable, à des

partenariats technologiques et au partage de savoir-faire. Afin de donner suite à cette mission, une délégation formée de représentants de petites et moyennes entreprises multinationales du secteur de l'électricité de la France, de l'Italie et du R.-U. viendra en visite au Canada en 2013 afin d'établir de nouvelles ententes de coopération avec des entreprises canadiennes du domaine.

Appui provincial et territorial pour les réseaux électriques intelligents

Le Canada fait des progrès dans certains secteurs de développement des réseaux électriques intelligents, comme la gestion de la charge, la gestion des données et l'infrastructure de mesurage avancé. Le leadership dans ces domaines se manifeste en grande partie au sein des provinces et des territoires, comme en fait foi la mise en place de politiques et de programmes dans de nombreuses provinces et territoires en 2012-2013. Même si l'approche de chaque province ou territoire à l'égard des réseaux électriques intelligents diffère en fonction de leurs infrastructures et de leurs besoins, on constate un équilibre entre le développement économique et l'atteinte d'objectifs environnementaux dans les provinces où il y a le plus d'activité dans ce domaine. Voici certains points saillants pour les provinces et les territoires.

ONTARIO : Appuyant le développement de nouvelles technologies, l'Ontario a poursuivi le financement des projets liés aux réseaux électriques intelligents, a envisagé la mise en place d'un Institut de l'énergie propre, a fourni du financement pour un *Smart Energy Centre of Excellence* pour les climats nordiques et a lancé le programme *Green Button* « Bouton Vert ».

- En juillet 2013, le ministère de l'Énergie a annoncé qu'il acceptait les propositions pour le deuxième cycle de son Fonds de développement du réseau intelligent pour des projets de démonstration à l'étape de la précommercialisation ou du développement

de capacité⁸. Pour cette deuxième ronde, les entreprises privées, les collèges, les universités et les organisations non gouvernementales sont admissibles à titre de promoteurs de projets et les entreprises d'électricité peuvent recevoir du financement pour soutenir leur participation au projet.

- Au cours de la dernière année, l'Ontario a étudié la possibilité de créer un Institut de l'énergie propre, ce qui a été proposé en juin 2012; cet institut jouerait le rôle de catalyseur pour la collaboration du secteur de l'énergie. MaRS ainsi que le ministère de l'Énergie de l'Ontario et le ministère du Développement économique, du Commerce et de l'Emploi qui dirigent le processus arriveront bientôt à la fin de la période d'examen.
- La Société de gestion du Fonds du patrimoine du Nord de l'Ontario a annoncé du financement pour un *Smart Energy Centre of Excellence*⁹ à Sault Ste. Marie. Il se concentrera sur les projets de production avancée et de gestion de l'énergie avec des retombées pour les collectivités, le développement de technologie des réseaux électriques intelligents et d'outils d'investissement régionaux. Le Centre compte également tenir une conférence internationale sur les réseaux électriques intelligents pour les villes plus petites.
- L'Ontario est le premier territoire hors des É.-U. à lancer un programme Bouton vert¹⁰. La province travaille en collaboration avec des entreprises de distribution d'électricité locales et des partenaires des É.-U. en vue de mettre en place des normes et des pratiques pour toute la clientèle afin d'avoir accès facilement et en toute sécurité aux données sur l'énergie. L'initiative Bouton vert sera traitée plus loin dans ce rapport.

⁸ Ministère de l'Énergie de l'Ontario, Fonds de développement du réseau intelligent, consulté en septembre 2013 : <http://www.energy.gov.on.ca/fr/smart-grid-fund/>

⁹ Sault Ste Marie Innovation Centre, Smart Energy Centre of Excellence : <http://www.sootoday.com/content/news/details.asp?c=58203>

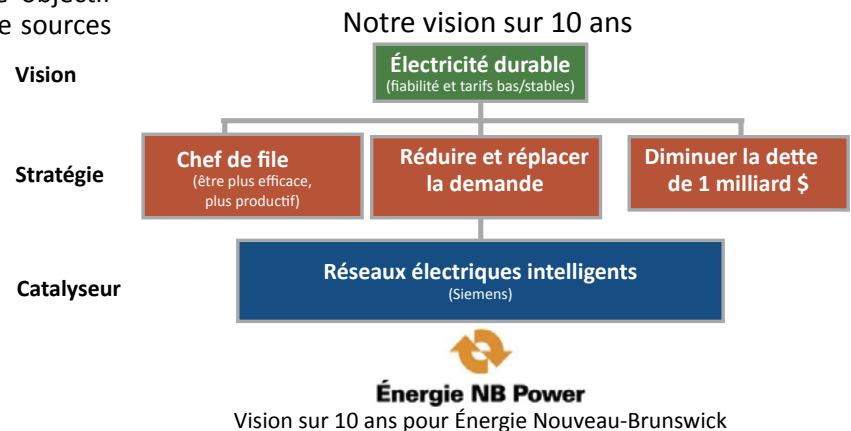
¹⁰ Initiative Bouton vert de l'Ontario : <http://greenboutondata.ca>

En partie en vue de se pencher sur le rôle des entreprises de distribution locales pour le développement des réseaux électriques intelligents et des technologies connexes, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO) a publié deux rapports au cours de la dernière année. Ces rapports sont en réponse à la Directive émise par l'Ontario¹¹ à la CÉO de promouvoir le développement des réseaux électriques intelligents dans la province. Le premier rapport, *Supplemental Report on Smart Grid*¹², donne davantage de précisions quant à la préparation des plans de développement des réseaux électriques intelligents qu'incombe aux distributeurs. Ce rapport introduit également l'idée d'une méthode d'évaluation du rendement basée sur une série d'indicateurs de performance. Cinq mois plus tard, la Commission de l'énergie de l'Ontario a publié son *Staff Report to the Board on Performance Measurement and Continuous Improvement for Electricity Distributors*¹³. Ce rapport présente une proposition de carte de pointage pour une réglementation basée sur la performance et introduit huit nouvelles mesures axées sur la clientèle.

Le calendrier des ces activités et d'autres événements en lien avec les réseaux électriques intelligents en Ontario a été présenté lors du récent colloque sur les réseaux intelligents de l'Ontario, « *Ontario Smart Grid Progress Assessment: A Vignette* »¹⁴, accompagné de conseils éclairés et de recommandations pour les prochaines années.

NOUVELLE-ÉCOSSE : L'intégration de la production d'énergie renouvelable et distribuée est un facteur important du développement des réseaux électriques intelligents en Nouvelle-Écosse. La province s'est fixée comme objectif de se procurer 25 % de son électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en 2015, augmentant cette cible à 40 % en 2020. Avec une capacité de production d'énergie éolienne supérieure à 320 MW, 37,5 % de l'ensemble de l'électricité produite dans la province provenait de l'éolien en septembre 2012. L'adhésion volontaire à une tarification différenciée dans le temps et les technologies de stockage thermique, sont examinées afin d'habiliter la clientèle à mieux gérer sa consommation d'énergie, mais également afin de favoriser un taux élevé de pénétration de l'énergie renouvelable sur le réseau d'électricité.

Fort de ses actions dans le domaine des réseaux électriques intelligents, l'Ontario continue de démontrer du leadership à l'échelle internationale avec des programmes publics, des pilotes et une réforme réglementaire visant des retombées pour les secteurs de l'énergie, de l'environnement et de l'économie de la province. Au cours de la dernière année, le gouvernement a convenu que les technologies de stockage constituent un domaine technologique offrant un important potentiel de retombées économiques, de même que des avantages pour l'opération du réseau électrique. À cet effet, il a publié une demande d'information sur les enjeux liés à l'intégration du stockage sur le réseau électrique et sur la façon de tirer profit de la valeur des retombées secondaires qu'offre le stockage d'énergie. En décembre 2012, l'*Independent Electricity System Operator* (IESO) de l'Ontario a ouvert 10 MW de capacité de régulation dans le cadre d'un projet pilote afin que des ressources de stockage alternatives puissent assurer la régulation de fréquence et d'autres services pour le réseau électrique. Suivant un processus concurrentiel, trois fournisseurs ont été retenus pour fournir des services de régulation par des batteries au lithium-ion (RES Canada), des volants d'inertie (NRStor, Temporal Power) et la gestion de la charge commerciale (ENBALA). Le projet pilote représente une étape importante dans l'ouverture à des ressources non-traditionnelles pour ce type de service.



¹¹ Ministère de l'Énergie de l'Ontario, Smart Grid Directive to the OEB, 2010 : http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/_Documents/Documents/Minister_directive_smart_grid_20101123.pdf

¹² CÉO, Supplemental Report on Smart Grid, 2013 : http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/_Documents/EB-2011-0004/Supplemental_Report_on_Smart_Grid_20130211.pdf

¹³ CÉO, Report to the Board on performance measurement, 2013 : http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/402097/view/Staff%20Report%20to%20the%20Board_20130704.PDF

¹⁴ Ontario Smart Grid Forum, Ontario Smart Grid Progress Assessment: A Vignette, 2013 : http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/smart_grid/Smart_Grid_Progress_Assessment_Vignette.pdf

La Colombie-Britannique a terminé le déploiement du programme de compteurs intelligents de BC Hydro en 2012. En 2013, l'organisme de réglementation provincial a approuvé la demande de FortisBC pour installer des compteurs intelligents sur son territoire, donnant à l'entreprise d'électricité la directive d'avoir une disposition permettant aux clients qui le souhaitent de refuser les compteurs intelligents offerts.

NOUVEAU-BRUNSWICK : Le Nouveau-Brunswick a publié sa « *Loi sur l'électricité propre* » le 7 mai 2013. On y retrouve des directives quant au futur de l'électricité au Nouveau-Brunswick, y compris la réintégration de plusieurs divisions d'Énergie Nouveau-Brunswick au sein d'une seule entreprise. Ce service public d'électricité a adopté un plan sur dix ans afin de fournir de l'électricité durable, maintenir la fiabilité et des bas tarifs d'électricité. Selon la stratégie, la réduction et le déplacement de la demande constituent l'un des trois piliers du développement commercial pour les 10 prochaines années. Cette vision sera mise en œuvre en collaboration avec Siemens par l'entremise de sa méthode *Smart Grid Compass* et du centre de compétence sur les réseaux électriques intelligents qui vient d'ouvrir à Fredericton. Par l'adoption de technologies des réseaux intelligents, la province devrait être en mesure de diminuer le besoin de capacité de réseau additionnel et ainsi sauver des coûts.

ALBERTA : Les mesures en Alberta pour 2012-2013 ont principalement été axées sur les technologies des réseaux électriques intelligents qui permettent d'intégrer les énergies renouvelables intermittentes. Les mesures touchent de nombreux intervenants de l'industrie, y compris les entreprises d'électricité du secteur privé, l'*Alberta Electric System Operator* (AESO), les *Transmission Facility Owners* (TFO), la *Climate Change Emissions Management Corporation* (CCEMC) et Alberta Energy.

- En septembre 2013, cinq entreprises d'électricité appartenant au secteur privé ont présenté des propositions de projets de stockage d'énergie. Lancaster Wind Systems Inc. a proposé un système de stockage d'énergie hydraulique à l'azote comprimé et a obtenu un financement de 500 000 \$ de la CCEMC¹⁵. L'AltaLink Investment Limited Partnership (AltaLink) a annoncé un projet de stockage sur batterie au lithium-ion d'une capacité de 14 MW¹⁶ et s'est inscrit sur la liste de l'AESO des entreprises en attente de raccordement¹⁷. Suncor Energy Products Inc. (Suncor) a annoncé un projet pilote de démonstration de stockage sur batterie pour son parc éolien Wintering Hills et s'est également inscrite sur la liste d'attente pour le raccordement de l'AESO. Enbridge Inc. a poursuivi le développement de son concept de stockage d'électricité « power-to-gas »¹⁸. La CCEMC a invité AltaLink, Suncor et Enbridge à présenter des propositions complètes aux fins de considération pour un financement accru¹⁹. Finalement, Rocky Mountain Power a poursuivi l'élaboration d'une proposition pour la ligne de transport d'électricité entre la Saskatchewan et l'Alberta (*Saskatchewan Alberta Tie Line*), laquelle aurait un système de stockage d'énergie à l'air comprimé et qui servirait d'inertie virtuelle²⁰.

¹⁵ Lancaster Wind Systems Inc., Hydraulic energy storage project, consulté en septembre 2013 : <http://ccemc.ca/project/lws-energy-storage-solution-pilot-project/>

¹⁶ CCEMC, 2012 Renewable Energy shortlisted Projects, consulté en septembre 2013 : <http://ccemc.ca/wp-content/uploads/2012/12/Renewable-Energy-Website-Project-Descriptions.pdf>

¹⁷ AESO, Project list, consulté en septembre 2013 : http://www.aeso.ca/downloads/Final-September_2013_Project_List.xls

¹⁸ CCEMC, 2012 Renewable Energy shortlisted Projects

¹⁹ *Idem*

²⁰ Saskatchewan-Alberta Tie Line Project : <http://www.satl.ca/>

- En prévision des demandes de raccordement au réseau pour les propositions précédemment énumérées, l'AESO a publié le document *Energy Storage Initiative Issue Identification* en juin 2013²¹. L'AESO a depuis formé un groupe de travail sur le stockage d'énergie afin de trouver des solutions pour l'intégration du stockage d'énergie et la participation aux marchés de l'électricité²². Dans un prochain document de travail qui sera publié à la fin de 2013, on classera les enjeux par ordre de priorité et on proposera des solutions possibles.
- Les propriétaires d'installations de transport d'énergie (TFO) de l'Alberta ont poursuivi la construction des projets de transport d'énergie avec le déploiement des technologies des réseaux électriques intelligents. AltaLink construit le projet *Southern Alberta Transmission Reinforcement*, lequel mettra en place des systèmes de transport de courant alternatif flexibles (FACTS pour *Flexible Alternating Current Transmission Systems*) et offrira une capacité d'intégration de 2 700 MW additionnels d'énergie éolienne. AltaLink construit également la *Western Alberta Transmission Line* et ATCO construit l'*Eastern Alberta Transmission Line*, soit deux lignes à courant continu haute tension (HVDC) de 500 kV qui permettront d'améliorer le contrôle de la puissance et faciliteront l'intégration des énergies renouvelables intermittentes.
- Alberta Energy a accordé du financement à *Alberta Innovates Technology Futures* afin d'étudier la faisabilité de diverses technologies de stockage d'énergie et de divers modèles d'intégration. Alberta Energy a également poursuivi l'élaboration d'un cadre stratégique (le Cadre) pour les énergies renouvelables et de remplacement destiné au gouvernement de l'Alberta. Le Cadre indiquera les occasions stratégiques en vue de favoriser encore plus le développement et l'utilisation des technologies et des ressources d'énergie renouvelable en Alberta. Alberta Energy compte publier le Cadre en 2014.

Ensemble, ces mesures à l'échelle de l'industrie de l'électricité de l'Alberta laissent entrevoir une intégration et une participation accrue des énergies renouvelables intermittentes sur les marchés.

Des détails additionnels sur les activités et les programmes provinciaux sont donnés à la section Progrès de la technologie des réseaux électriques intelligents du présent rapport.

Collaboration de l'industrie pour les réseaux électriques intelligents

Les réseaux et les associations de l'industrie au Canada jouent un rôle de soutien dans le développement des technologies, des marchés et des politiques liés aux réseaux électriques intelligents.

SmartGrid Canada

Lors de sa conférence annuelle, SmartGrid Canada a publié les résultats de son étude sur les réseaux électriques intelligents et la perspective des consommateurs. On y établissait le profil de compréhension des consommateurs quant aux réseaux électriques intelligents et autres domaines connexes; l'étude a révélé que les Canadiens sont, de façon générale, ouverts à l'idée des réseaux électriques intelligents et des maisons intelligentes²³.

Cette étude sera réalisée à nouveau en 2013 et les résultats seront présentés lors de la conférence annuelle.

SmartGrid Canada est une association industrielle vouée à la promotion des réseaux électriques intelligents à l'échelle nationale et internationale. Parmi ses nombreuses activités, l'organisation joue le rôle de spécialiste national dans les travaux de l'ISGAN, représente le Canada à l'échelle internationale par l'entremise de la *Global Smart Grid Federation* et organise des missions commerciales afin de promouvoir cette industrie dans divers pays.

²¹ AESO, Energy Storage Initiative Issue Identification paper, 2013 : http://www.aeso.ca/downloads/Formatted_ES_IS_Paper_Final_20130613.pdf

²² AESO, Storage Workgroup Invitation, 2013 : http://www.aeso.ca/downloads/Storage_Workgroup_invitation_.pdf

²³ SmartGrid Canada, Consumer Research : <http://sgcanada.org/info/consumer-research/>

Association canadienne de l'électricité

L'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) est le porte-parole des utilités électriques au Canada. Au cours de la dernière année, l'ACÉ a participé à deux importantes initiatives en lien avec les réseaux électriques intelligents, la première étant la coprésidence du Comité consultatif sur les normes des réseaux intelligents et la deuxième, un partenariat avec Technologies du Développement Durable du Canada (SDTC) afin de soutenir la participation des entreprises d'électricité aux projets de démonstration dans le domaine. Dans son document publié en 2013 intitulé « L'électricité de l'avenir : le rôle de l'électricité dans une stratégie énergétique canadienne »²⁴, l'ACÉ indiquait qu'il y avait 108 000 emplois dans le secteur de l'électricité en 2010, que 21,5 milliards \$ avaient été investis dans les infrastructures en 2012 et qu'il faudra y faire des investissements de 350 milliards \$ au cours des 20 prochaines années²⁵. Parmi les recommandations de l'ACÉ aux premiers ministres et aux gouvernements est mentionné le soutien à l'innovation dans le secteur de l'électricité. L'ACÉ suggère que les entreprises d'électricité soient des « bancs d'essai » pour l'innovation. L'organisme propose également un soutien politique, réglementaire et des mandats élargis afin de

permettre aux entreprises d'électricité de participer à la R-D sur les réseaux électriques intelligents et ainsi contribuer au développement économique du Canada.

Table ronde nationale sur l'électricité

La Table ronde nationale sur l'électricité (TRNE) joue deux rôles principaux : assurer la liaison auprès du gouvernement fédéral sur les vastes questions qui touchent l'ensemble de l'industrie de l'énergie électrique et favoriser le développement des technologies qui permettront également d'accroître les exportations. Formée d'entreprises d'électricité et de multinationales, la TRNE travaille en étroite collaboration avec les ministères fédéraux en vue de mettre au point une stratégie conjointe pour le développement de l'exportation. En 2012, les membres ont décidé de se concentrer sur la technologie des réseaux électriques intelligents et le développement des marchés. Son comité Technologie a amorcé des travaux de vigie dans le domaine et a identifié des partenaires et des technologies clef pour l'exportation. Le comité Technique et le comité Politiques examinent les occasions de collaboration entre les membres de la TRNE dans les domaines de la cybersécurité, du contrôle du transport d'énergie/du réseau, ainsi que de la gestion de la demande.

²⁴ ACÉ, L'électricité de l'avenir : le rôle de l'électricité dans une stratégie énergétique canadienne, 2013 : <http://www.electricity.ca/media/ReportsPublications/LelectricitedelavenirStrategieenergetiquecanadienne.pdf>

²⁵ Conference Board du Canada, Shedding Light on the Economic Impact of Investing in Electricity Infrastructure, 2012 : <http://www.conferenceboard.ca/e-library/abstract.aspx?DID=4673>

Progrès de la technologie des réseaux électriques intelligents au Canada

Chaque province et territoire est doté d'un ensemble de caractéristiques uniques en matière d'environnement, de fourniture ou de demande d'énergie qui oriente les investissements dans les infrastructures d'électricité. Par conséquent, l'accent mis sur certaines applications clef des réseaux électriques intelligents varie dans l'ensemble du pays. Ci-après sont présentés trois principaux pôles d'activité, dans différentes régions, ayant retenu notre attention l'an dernier.

Gestion intelligente de la charge

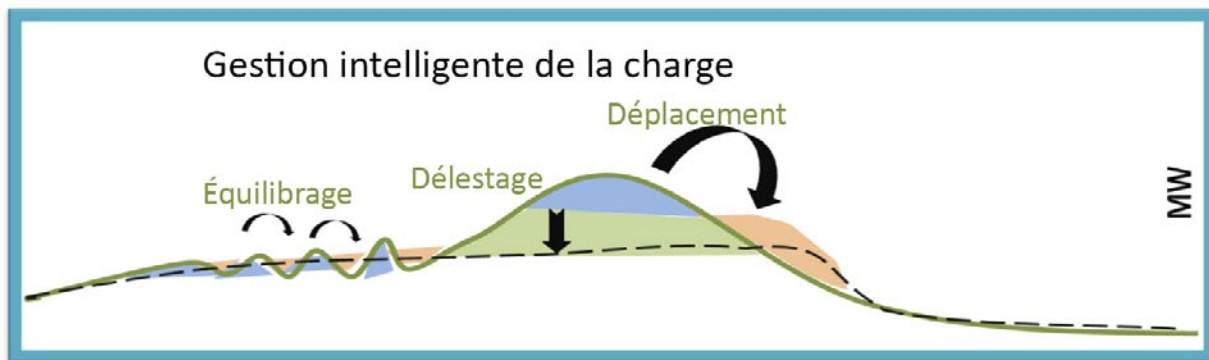
Le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) ont mis en place une multitude d'initiatives dans le domaine de la gestion intelligente de la demande ou de la gestion intelligente de la charge. Ces initiatives tirent profit de la capacité de stockage qu'offrent les chauffe-eau électriques et les systèmes de chauffage des locaux pour déplacer la période de consommation d'électricité et ainsi équilibrer la production d'énergie éolienne et fournir de la réserve opérationnelle. Chacun de ces projets exige une nouvelle forme de partenariat avec la clientèle et une méthode d'engagement des clients efficace. Parmi les points saillants pour la région des Maritimes, il y a eu :

PowerShift Atlantic : Le projet phare de démonstration du Canada pour la gestion intelligente de la charge est le projet de PowerShift Atlantic²⁶. Deux centrales électriques virtuelles (*Virtual Power Plant*) fournissent un service d'équilibrage en continu de l'énergie éolienne provenant des Maritimes ainsi qu'une réserve de contingence. Ce projet

est réalisé par Énergie Nouveau-Brunswick, Nova Scotia Power, Maritime Electric et Saint John Énergie, avec la collaboration de l'Université du Nouveau Brunswick et de différentes entreprises canadiennes et américaines. Avec un budget total de 32 M\$ sur 5 ans, il s'agit du plus grand projet de démonstration de réseau électrique intelligent au Canada. Au cours de l'année 2013, l'équipe de Powershift Atlantique travaillera à atteindre l'objectif de 1931 clients branchés, pour un total de 21,41 MW de capacité installée.



Étude de cas de Powershift Atlantic, publiée par CanmetÉNERGIE



²⁶ CanmetÉNERGIE, Étude de cas sur PowerShift Atlantic, 2013 : <http://www.rncan.gc.ca/energie/publications/sciences-technologie/renouvelable/14699>

Heat for Less Now! : La ville de Summerside, à l'Île-du-Prince-Édouard, offre un programme de chauffage électrique appelé « *Heat for Less Now!* » en utilisant la production d'énergie éolienne pendant les heures creuses (hors pointe). Dans le cadre du projet, géré par Summerside Electric, on a installé plus de 500 appareils de chauffage des locaux ou de l'eau pouvant également stocker sous forme de chaleur l'énergie éolienne. Pour les clients qui y participent, ce programme fournit du chauffage à un coût inférieur à 8 ¢/kWh, ce qui permet de réaliser des économies de 30 % sur cinq ans par rapport au chauffage au mazout. En utilisant l'électricité produite par les éoliennes pendant les heures creuses – un surplus auparavant vendu aux territoires voisins à un tarif réduit –, le programme permet des économies à la fois sur la facture d'électricité et la facture de chauffage. Le projet pilote de 1,6 million \$ a été financé en partie par le Fonds municipal vert de la Fédération canadienne des municipalités et a remporté le Prix des collectivités viables en 2013.

Tarification en fonction de l'heure et chauffage intelligent : La Nouvelle-Écosse offre l'option d'adhésion à une tarification différenciée dans le temps, ce qui permet aux clients dotés d'appareils intelligents de réaliser des économies en consommant davantage leur électricité pendant les heures creuses. Depuis les quelques années d'existence de ce service, plus de 10 000 appareils de chauffage intelligents ont été installés dans la province.

Ces projets de gestion intelligente de la demande démontrent jusqu'à quel point il est possible pour les entreprises canadiennes d'électricité d'élargir leur offre de services avec de nouveaux équipements et de nouvelles options de tarification pour le bénéfice des deux parties. De nouveaux modèles d'affaire doivent cependant être développés afin que les utilités puissent offrir plus que de l'électricité, mais des technologies et des services à valeur ajoutée à leurs clients.

Siemens Canada a ouvert en 2013 son centre de compétence sur les réseaux électriques intelligents à Fredericton, au Nouveau-Brunswick. En partenariat avec Énergie Nouveau-Brunswick, le Centre fera la conception et le déploiement de logiciels et de technologies visant la réduction et le déplacement de la demande, ainsi que la modernisation du réseau électrique. Le Centre a déjà embauché plus de 30 employés, dont 15 sont des chercheurs qui se concentrent sur les réseaux électriques intelligents et la gestion intelligente de la charge. Siemens compte y ajouter de la recherche universitaire et étudie actuellement les possibilités de partenariat.

Mégadonnées

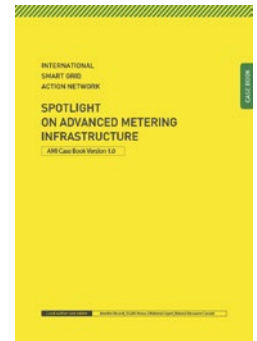
Tel que présenté dans le recueil d'étude de cas de l'ISGAN « *Spotlight on Advanced Metering Infrastructure: AMI Case Book* », l'Ontario est l'un des premiers territoires au monde à avoir installé des compteurs intelligents pour l'ensemble de sa clientèle résidentielle et chez ses clients commerciaux de faible consommation. Cette importante initiative permet maintenant l'éclosion de différentes initiatives en vue d'augmenter l'utilité de ces données pour les entreprises et les clients. Voici quelques-unes de ces initiatives.

Système de gestion et de conservation des données de comptage (SGCDC) de l'Ontario : Ayant presque 80 entreprises de distribution locales, l'Ontario a mis au point un système centralisé de gestion des données des compteurs, appelé le système de gestion et de conservation des données de comptage (SGCDC) (*Meter Data Management Repository (MDM/R)*). Même si certaines entreprises d'électricité sont en mesure de gérer leurs propres données de compteurs, le SGCDC permet d'assurer une facturation uniforme et exacte dans l'ensemble de la province, peu importe le territoire desservi. Le fonctionnement du SGCDC relève de l'*Independent Electricity System Operator (IESO)* de l'Ontario, la société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. En activité depuis 2008, 4,5 millions de compteurs intelligents transmettent des données horaires à ce système, ce qui donne un ensemble de données volumineux permettant de créer de la valeur pour la clientèle, les entreprises de distribution locales et l'ensemble du réseau d'électricité de la province. À l'heure actuelle, le système traite plus de 96 millions de données de compteurs et répond à des demandes de facturation, dont le nombre peut varier entre 130 000 et 250 000 par jour. Des fonctionnalités

additionnelles peuvent toutefois être activées afin que le système puisse faire plus que simplement de la facturation pour les distributeurs locaux.

Dans cette optique, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a entrepris des consultations avec IBM (le fournisseur de services d'exploitation du SGCDC) afin d'obtenir des conseils éclairés sur de nouveaux cas d'utilisations et le développement futur du SGCDC. Différentes applications d'affaire sont étudiées, telles que la gestion de la demande et la conservation de l'énergie, le développement des plates-formes pour la participation de la clientèle et la gestion du réseau en temps réel. Ainsi, le futur développement du SGCDC permettra d'assurer des services uniformes dans l'ensemble de la province et favoriser l'innovation dans ce domaine.

Bouton vert : Pour extraire la valeur de données massives, une certaine uniformisation des outils est nécessaire. Lancée en 2012 par le ministère de l'Énergie de l'Ontario, en partenariat avec *MaRS Data Catalyst*, l'initiative « Bouton vert » a été mise en place afin de permettre aux consommateurs d'avoir un accès facile aux données de leur compteur, pour les consulter et les utiliser.



Le recueil d'études de cas sur l'infrastructure de mesurage avancé de l'*International Smart Grid Action Network* traite du déploiement AMI en Ontario.



Bouton vert

En avril 2012, IBM a inauguré son Centre de recherche et de développement à Markham, en Ontario. Ce centre de classe mondiale, pôle réunissant plusieurs centres de recherche, est membre d'un consortium bénéficiant d'un investissement de 210 millions \$, de la participation de l'industrie et de 7 universités canadiennes. La recherche est axée sur les enjeux futurs liés à la gestion de l'énergie, de la santé, de l'eau, des villes et de l'informatique agile. Le Centre a embauché plus de 200 chercheurs et développeurs jusqu'à maintenant et les réseaux électriques intelligents sont au cœur d'un éventail de projets de recherche agiles, d'infonuagique et de traitement de mégadonnées.

La première phase du programme Bouton vert est la fonction « *Download My Data (DMD)* » (Télécharger mes données) qui permet aux clients de télécharger l'information sur leur consommation d'électricité par un simple clic. À l'heure actuelle, cette application est offerte par plus de sept entreprises d'électricité qui desservent 2,6 millions d'abonnés dans la

province. Un projet pilote sera mené à la fin de 2013 pour la deuxième phase, soit « *Connect My Data (CMD)* » (Me brancher à mes données), laquelle permettra à un abonné d'autoriser le partage de ses propres renseignements avec un tiers, comme une entreprise de services d'énergie.

GE Canada a inauguré son premier Centre réseau QIMC d'innovation mondiale en octobre 2012. Situé à Markham, en Ontario, le Centre de 40 millions \$ vise à favoriser l'innovation et la collaboration pour des projets visant à améliorer l'efficacité, la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques. L'une des façons les plus clairement visibles dont GE facilite cela est avec son Centre d'expérience pour clients, lequel est doté d'un mur vidéo interactif de 60 pieds présentant les systèmes intelligents de gestion de l'énergie qui peuvent être construits dès aujourd'hui, ainsi que dans le futur.

Infrastructure pour les véhicules électriques



Public charging infrastructure in Canada, avril 2013. Avec l'autorisation de Mobilité électrique Canada.

An Canada, il s'est vendu jusqu'à maintenant plus de 4 300 véhicules électriques (VÉ) selon l'estimation faite par Plug 'N Drive²⁷ au moment d'écrire ces lignes. Selon une étude de Mobilité électrique Canada réalisée en 2013²⁸, il y a plus de 744 bornes de recharge pour les véhicules électriques disponibles au pays, lesquelles peuvent recharger plus de 945 véhicules (avec plusieurs prises par borne). Le nombre de bornes de recharge et de sites de recharge a augmenté au cours des derniers mois par suite des nombreux programmes incitatifs gouvernementaux. Par exemple, on indique qu'il y a désormais en Colombie-Britannique plus de 450 bornes de recharge publiques installées, ce qui porterait le nombre de bornes publiques au Canada à 1 074.

D'après les plus récentes estimations, il y aurait de l'équipement de recharge de véhicule électrique (EVSE, pour *electric vehicle supply equipment*) disponible pour chaque tranche de 3,7 véhicules électriques ou véhicules électriques hybrides en circulation, sans compter les bornes de recharge des clients pour leur utilisation privée. Ces estimations sont considérées comme prudentes, car il n'est pas obligatoire de produire des rapports sur les infrastructures publiques.

Province	Emplacements d'EVSE	Bornes d'EVSE
AB	13	13
C.-B.	259	321
MB	5	5
N.-B.	7	7
T.-N.-L.	7	7
N.-É.	6	6
ON	188	236
Î.-P.-É.	11	11
QC	243	334
SK	5	5
Total	744	945

²⁷ Plug 'N Drive : <http://www.plugndriveontario.ca/>

²⁸ Mobilité électrique Canada, Public Charging Infrastructure in Canada, 2013 : http://www.emc-mec.ca/eng/pdf/EMC_EVSElocations_NRCAN_R2.pdf

RéseauVER : AddÉnergie a étendu son réseau de bornes de recharge, le RéseauVER²⁹, au-delà des limites du Québec cette année. L'entreprise est ainsi devenue le plus important fournisseur de réseaux de bornes de recharge du Canada. AddÉnergie est le seul manufacturier/exploitant canadien de bornes de recharge et gère maintenant plus de 500 EVSE au Québec, en Colombie-Britannique, en Ontario et au Nouveau-Brunswick. Le RéseauVER permet aux propriétaires de bornes de fixer un prix pour la recharge des véhicules, mais le coût est généralement d'un dollar l'heure. En association avec Ivanhoé Cambridge, Gentec, Rio Tinto Alcan, Sovar et d'autres, AddÉnergie installera 600 autres EVSE de niveau 2 et 5 bornes de recharge rapide à c. c. afin de faire la démonstration de son *Charging Station Central Network Management System (CSNMS™)*. Ce système reposant sur l'infonuagique est utilisé pour gérer la recharge, la facturation, l'authentification et les applications de commande des réseaux électriques intelligents de l'ensemble des EVSE en place. Ce projet est cofinancé par les partenaires du projet et par des fonds du programme Initiative écoÉNERGIE sur l'innovation de Ressources naturelles Canada.



Bornes de recharge d'AddÉnergie

Autoroute verte Whistler – San Diego : Le 17 janvier 2013, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé un investissement de 1,3 million \$ pour l'installation de 13 bornes de recharge rapide à c. c. Ces bornes sont situées le long du corridor qu'on appelle l'autoroute verte de la côte Ouest (*West Coast Green Highway*) qui relie la Californie, l'État de Washington, l'Oregon et maintenant la Colombie-Britannique par des bornes de recharge rapide à c. c. Ce projet est géré par BC Hydro, qui sera propriétaire des bornes de recharge, et bénéficie d'un financement de 14,3 millions \$ octroyé dans le cadre du programme *Clean Energy Vehicle* de la Colombie-Britannique qui a été annoncé le 5 novembre 2011.

Bornes de recharge pour VÉ du corridor Montréal – Burlington :

Le 17 juin 2013, le gouvernement du Québec et l'État du Vermont ont annoncé un partenariat pour le corridor de bornes de recharge de VÉ entre le Québec et le Vermont. À compter de l'automne 2013, les conducteurs de VÉ auront ainsi accès à 31 bornes de recharge publiques le long des 160 km qui séparent Montréal de Burlington, au Vermont. Ces bornes font partie du Circuit électrique d'Hydro-Québec³⁰ et du réseau *Drive Electric Vermont*.

Zone de réseau interactif à Boucherville :

De nombreux tests sont faits au Québec afin d'étudier les répercussions des VÉ sur les réseaux électriques. Les résultats obtenus jusqu'à maintenant indiquent que l'intégration de bornes de recharge pour les VÉ ne devrait pas causer de problèmes pour le réseau de distribution d'Hydro-Québec, lequel a été conçu en fonction du chauffage électrique nécessaire lors des périodes de pointe l'hiver. Malgré cela, Hydro-Québec adopte une approche prudente et proactive relativement à l'intégration des VÉ. La zone de réseau interactif de Boucherville a été conçue dans ce but, soit d'étudier soigneusement l'interaction entre le réseau et les divers facteurs liés à la recharge des VÉ dans le cadre d'un projet de 25,5 millions \$ subventionné par RNCan. Cette zone de réseau interactif comporte près de 31 véhicules entièrement électriques du modèle Mitsubishi i-MiEV. On a installé 45 bornes de recharge c. a. de niveau 1 et 2 et une borne de recharge rapide à c. c. Vers la fin de 2013, on compte installer une borne de recharge intelligente *vehicle-to-grid* « véhicule à réseau ». Les bornes de la zone de réseau interactif sont gérées par Circuit électrique, avec le soutien de l'Association canadienne des automobilistes (CAA).



VÉ dans la zone réseau interactif d'Hydro-Québec

²⁹ AddÉnergie, Réseau VER : www.reseauver.com

³⁰ Hydro-Québec, Circuit électrique : <http://www.lecircuitelectrique.com/index.fr.html>

Programme pilote de véhicules électriques ShareReady de la Nouvelle-Écosse : La Nouvelle-Écosse étudie également les répercussions des VÉ avec son programme pilote de véhicules électriques ShareReady. Dans une étude sur les avantages environnementaux des VÉ réalisée en Nouvelle-Écosse, les chercheurs ont établi qu'avec les diverses sources actuelles d'approvisionnement en énergie, les VÉ produisent moins de gaz à effet de serre que la plupart des véhicules à l'essence les plus éconergétiques de la même catégorie. Si l'on prend en considération les cibles de production d'énergie renouvelable de la province, les avantages environnementaux découlant de l'adoption des VÉ devraient augmenter au cours de cette période.

Outils pour les consommateurs et les entreprises d'électricité : Les VÉ soulèvent des enjeux importants pour les entreprises d'électricité, particulièrement en ce qui a trait à la recharge et la demande de puissance qu'elle représente. Comme le nombre de VÉ est en hausse, les entreprises d'électricité se préparent à l'ajout de l'infrastructure de recharge requise pour ces véhicules. L'Ontario a tenu une table ronde sur le sujet avec des entreprises de distribution locales, afin d'étudier les étapes menant à l'intégration des VÉ au réseau d'électricité. En complément à son programme de remises d'un montant entre 5 000 et 8 500 \$ pour les clients ayant un VÉ, l'Ontario a commencé à offrir en janvier 2013 une remise de 1 000 \$ ou de 50 % du coût d'installation résidentielle des systèmes de recharge³¹. Alors que des programmes incitatifs semblables sont offerts au Québec et en Colombie-Britannique, dans le cas ontarien les clients inscrivent leur borne de recharge (avec le code postal) de sorte que les entreprises d'électricité puissent mieux prévoir les demandes de puissance à venir. Le programme sans but lucratif Plug `N Drive³² offre aux clients des services afin de les aider dans le processus de sélection et d'installation de bornes de recharge pour les VÉ, fournit des cartes donnant l'emplacement des bornes de recharge publiques en partenariat avec la CAA, et offre des outils éducatifs sur les VÉ et la recharge des VÉ.

³¹ Ministère des Transports de l'Ontario, Remises pour la recharge des véhicules électriques, consulté en septembre 2013 : <http://www.mto.gov.on.ca/french/dandv/vehicule/electric/>

³² Plug `N Drive : <http://www.plugndriveontario.ca/>

L'innovation pour les réseaux électriques intelligents au Canada : un système à plusieurs acteurs

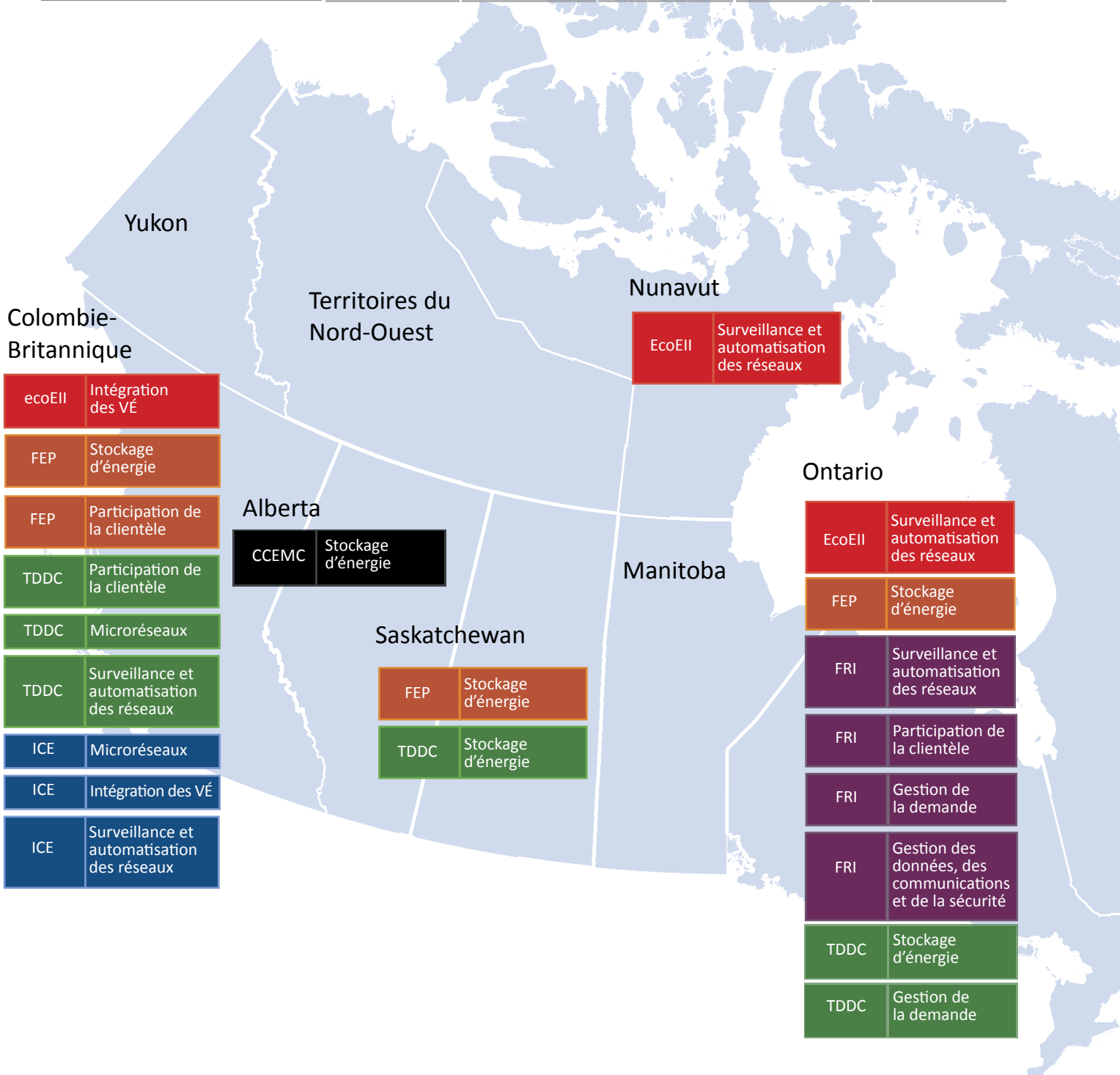
Les projets R-D, de démonstration et pilotes sur les réseaux électriques intelligents réalisés au Canada témoignent du financement gouvernemental, du leadership des entreprises d'électricité, de l'innovation industrielle et de marchés de l'électricité en évolution. Le dialogue est en cours au Canada et l'étape de R-D et de démonstration constitue une période clé pour augmenter la compréhension de l'industrie, la collaboration et l'évaluation du potentiel futur. La figure 3 présente les projets pilotes et de démonstration subventionnés dans l'ensemble du pays, représentant 114 millions \$ d'investissements dans des projets de réseaux électriques intelligents terminés ou en cours. On y retrouve 37 projets, subventionnés par sept fonds différents, qui portent sur la cybersécurité, la gestion de la demande, l'intégration des VÉ, la surveillance et l'automatisation du réseau électrique, les microréseaux, la communication et la gestion des données, ou encore la démonstration du stockage d'énergie. La valeur totale de l'ensemble des projets s'élève à plus de 386 millions \$, la plus grande partie ayant été investie au cours des cinq dernières années. La liste des projets est donnée à l'annexe A du présent rapport. Ces projets font partie de ce qui devrait devenir en 2013 un secteur d'un milliard \$ par année au Canada, et ce, en grande partie grâce à l'investissement des entreprises d'électricité.

Au cœur du développement d'un système d'approvisionnement en électricité propre, fiable et durable reposent les entreprises canadiennes d'électricité. Parmi les sept recommandations énoncées dans son rapport « L'électricité de l'avenir » qui a été publié en juillet 2013, l'ACÉ a invité les premiers ministres des provinces et leur gouvernement à appuyer le progrès dans le secteur de l'électricité en considérant les entreprises d'électricité comme des « bancs d'essai » des technologies et en créant un environnement réglementaire plus favorable à l'innovation. Dans tous les cas, le progrès dans ce domaine implique un nécessaire engagement des utilités. À cet effet, la plupart des projets de démonstration de la figure 3 sont menés en partenariat avec des entreprises d'électricité, une participation parfois importante ou plus limitée.

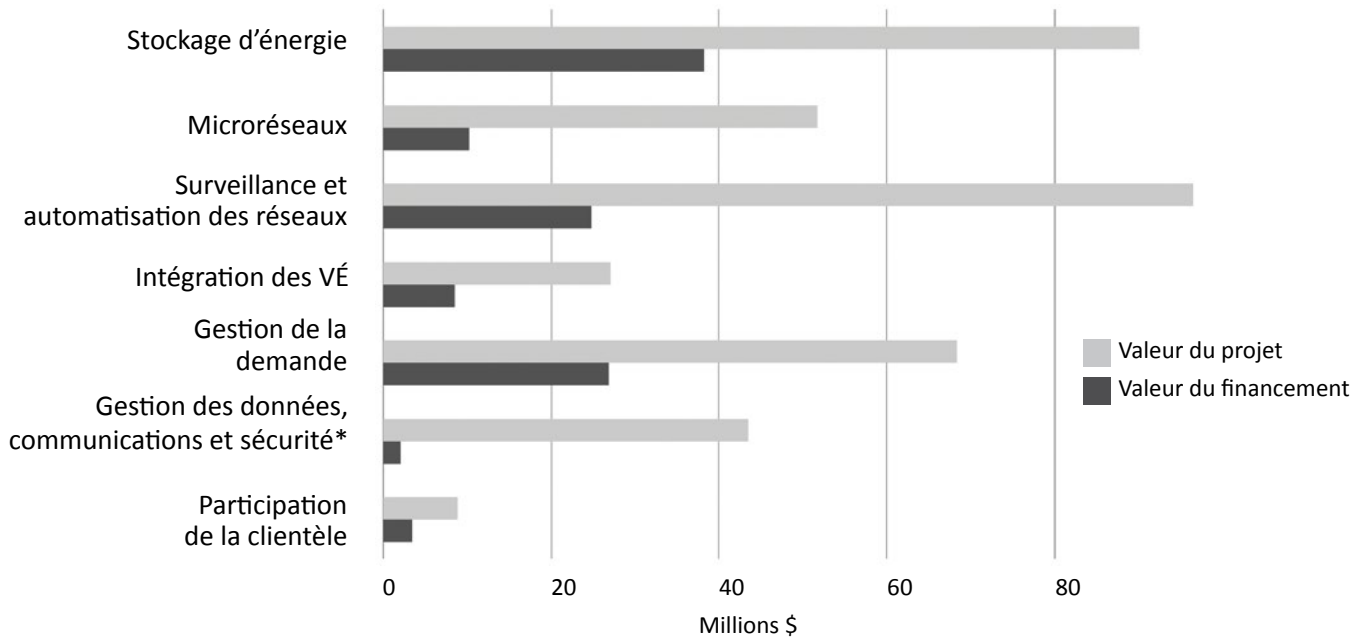
Figure 3

Projets canadiens de démonstration des réseaux électriques intelligents subventionnés par l'État

386 M \$ en projets de démonstration	37 projets	24 compagnies	6 utilités	2 institutions	1 Première nation
114 M \$ investis dans					

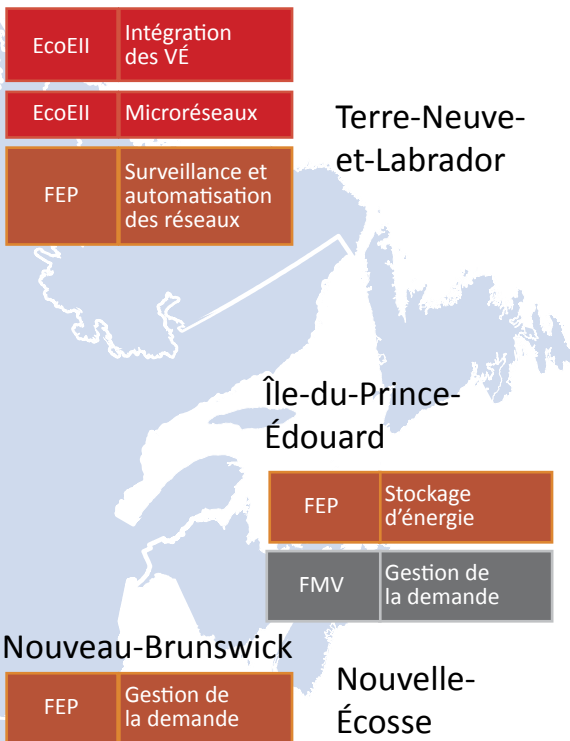


Valeur de projets de démonstration de réseaux électriques intelligents
2005-2013



* Les investissements dans cette catégorie incluent la technologie et la capacité d'analyse des données transversales, tel que le centre de R-D d'IBM Canada

Québec



- EcoEII** RNCan — Initiative ecoÉNERGIE sur l'innovation
- FEP** RNCan — Fonds pour l'énergie propre
- TDDC** Technologies du développement durable Canada
- FMV** Fédération canadienne des municipalités — Fonds municipal vert
- ICE** CB — Innovative Clean Energy Fund
- CCEMC** Alberta — CCEMC
- FRI** Ontario — Fonds de développement du réseau électrique intelligent

Voir page. 38 pour les descriptions textuelles

En plus des utilités, de nombreux joueurs se trouvent réunis dans la chaîne d'innovation, parfois impliqués dans les premières étapes de la R-D, des projets pilotes ou de la commercialisation. Au palier fédéral, le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie (CRSNG), le Conseil de recherches en sciences humaines (CRSH), CanmetÉNERGIE de Ressources naturelles Canada, le Conseil national de recherches Canada (CNRC) et Technologies du développement durable Canada (TDDC) soutiennent activement ces activités. Des organismes s'exercent à soutenir de futurs entrepreneurs dans le domaine. Par exemples, l'Incubateur virtuel du Fonds Technologies du DD^{MC} de TDDC, lequel collabore en partie avec l'ACÉ, encourage les partenariats entre l'industrie et les entreprises d'électricité du Canada pour favoriser l'innovation dans le domaine³³. D'autres initiatives régionales et nationales sont en cours de développement en vue de hausser le profil du Canada comme force innovatrice dans le domaine.

Alors qu'une pénurie de main-d'œuvre qualifiée est prévue dans l'industrie électrique suite à des départs imminents à la retraite, d'importants investissements sont faits afin de former la prochaine génération d'ingénieurs et d'entrepreneurs spécialisés. Cette formation s'articule via différents réseaux et initiatives provinciales, dont plusieurs comportent des activités en lien direct avec les réseaux électriques intelligents. Le Réseau stratégique du CRSNG sur les microréseaux intelligents (NSMG-Net), le Partenariat de recherche sur les politiques en matière de réseau électrique intelligent du CRSH et le groupe de travail sur les réseaux électriques intelligents (SGTF) du CEATI ont favorisé les partenariats entre des chercheurs universitaires, des responsables de l'élaboration de politiques, des membres de l'industrie et des entreprises d'électricité, et ce, afin d'accroître la capacité de la main-d'œuvre et des intervenants du domaine au Canada.

Réseau stratégique du CRSNG sur les microréseaux intelligents

En juin 2013, le Canada a tenu sa première conférence *Renewables in Remote Microgrids*, qui a réuni plus de 150 spécialistes, membres de la communauté, manufacturiers et chercheurs de l'ensemble de l'Amérique du Nord. Les participants à cet événement ont tenté de répondre à la question suivante : Comment les collectivités locales et le pays en général peuvent tirer profit des récents succès en Alaska ou dans les T.N.-O. pour accroître les investissements et développer une expertise locale dans le domaine des microréseaux éloignés. Cette conférence a porté sur les aspects techniques, financiers et sociaux liés à l'élaboration de solutions énergétiques plus durables pour les collectivités autochtones et les Premières Nations, les bases militaires et les exploitations minières, avec la présentation de projets d'intégration de l'énergie solaire ou éolienne et de microréseaux intelligents. Pour de plus amples renseignements, et pour les exposés, visitez le site Web de la conférence à : <http://www.bullfrogpower.com/remotemicrogrids/presentations.cfm>.

Fondé en 2010, le Réseau stratégique du CRSNG sur les microréseaux intelligents (NSMG-Net) (www.smart-microgrid.ca) consiste en un projet collaboratif d'envergure de cinq ans entre les universités, l'industrie et le gouvernement. À ce jour, plus de 66 étudiants ont été embauchés pour travailler sur des projets dans ces domaines : exploitation, surveillance et protection; planification et questions réglementaires; technologies de l'information et des communications.

Au cours de la dernière année, les équipes de recherche ont travaillé avec des partenaires de l'industrie afin de mettre au point des outils et des techniques pour faire progresser ce domaine de pointe. Ainsi, on a mis au point des stratégies novatrices de surveillance et de gestion de l'énergie mises en œuvre à l'aide de systèmes à batteries et photovoltaïques. On a élaboré des cadres pour déterminer et évaluer les coûts et les avantages des microréseaux. On a construit et mis à l'essai des nœuds de capteurs pour la communication sans fil de données environnementales en temps réel.

³³ TDDC, Incubateur virtuel du Fonds Technologies du DD, consulté en septembre 2013 : http://www.sdtc.ca/index.php?page=virtual-incubator&hl=fr_CA

Au cours de la dernière année, les membres du Réseau ont également participé activement à de nombreux colloques sur les réseaux électriques intelligents et sur les microréseaux, dont l'*Alberta Power and Energy Innovation Forum* (Edmonton), la *Renewables in Remote Microgrids Conference* (Toronto) et l'*IEEE Power and Energy Systems*

General Meeting (Vancouver). Lors d'un atelier conçu et organisé par le partenaire BC Hydro, les étudiants du Réseau ont appris à tenir compte dans leur conception, des aspects pratiques liés au fonctionnement de microréseaux lors de pannes d'électricité.

Partenariat de recherche sur les politiques en matière de réseau électrique intelligent du CRSH

Créé en 2012, le programme « *Unlocking the potential of smart grids: A partnership to explore policy dimensions* » en est à sa deuxième année. Ce réseau de recherche, financé par le Conseil de recherches en sciences humaines (CRSH), réunit des chercheurs provenant de cinq universités canadiennes pour se pencher sur les aspects politiques et d'autres aspects sociaux en lien avec le développement et la mise en place des réseaux électriques intelligents. En plus des chercheurs, sont présents des représentants de huit entreprises d'électricité, du gouvernement, d'entreprises privées et de la société civile, ainsi que des partenaires de trois universités américaines. Jusqu'à maintenant, le réseau a embauché six étudiants du cycle supérieur pour travailler aux projets.

En mai 2013, lors de la tenue de son atelier annuel, le partenariat a examiné le chemin parcouru au cours de sa première année d'existence et a établi ses plans pour la deuxième année, ainsi que pour la troisième et dernière année du programme.

Les exposés ont porté sur les perceptions de la population relativement aux compteurs intelligents, la liaison entre les lignes de transport d'énergie et les réseaux électriques intelligents, les développements régionaux (Ontario, Québec et certaines régions des États-Unis) et les réseaux énergétiques intelligents. Au cours de la prochaine année, on fera des études approfondies de l'analyse des médias de la représentation des réseaux électriques intelligents dans les grands journaux canadiens et des études de cas régionales comparatives sur les réseaux électriques intelligents (Colombie-Britannique, Ontario et Québec). Pour obtenir plus de détails, dont les exposés de l'atelier, consulter le site Web du Partenariat³⁴. On peut aussi obtenir de plus amples renseignements auprès des chercheurs principaux du Partenariat, soit le professeur James Meadowcroft, de l'Université Carleton, et le professeur Ian Rowlands, de l'Université de Waterloo³⁵.

Centre for Energy Advancement through Technological Innovation (CEATI)

En 2012-2013, le CEATI a maintenu le cap sur les initiatives portant sur les réseaux électriques intelligents avec une série de webinaires, de projets et d'études auxquels ont participé ses membres canadiens et américains sous la direction de son groupe de travail sur les réseaux électriques intelligents (SGTF). L'assemblée générale annuelle de cette année sera axée sur les plans stratégiques pour les réseaux électriques intelligents, l'intelligence distribuée et l'interopérabilité, et on se penchera sur les défis de l'intégration d'appareils en ligne plus perfectionnés.

Parmi les thèmes étudiés lors des webinaires, il y a eu les réseaux à reconfiguration automatique (commutation automatisée, identification des pannes et rétablissement), l'analyse des données, le programme Bouton vert et la norme *Smart Energy Profile 2.0* de l'IEEE.

³⁴ CRSH, Smart Grid Policy Research : <http://tinyurl.com/SG-Partnership>

³⁵ James Meadowcroft : james_meadowcroft@carleton.ca Ian Rowlands : irowlands@uwaterloo.ca

Parmi les nombreuses études et publications, il y a les lignes directrices sur le déploiement national d'une infrastructure pour les véhicules électriques rechargeables (*National Plug-in Electric Vehicle (PEV) Charging Infrastructure Deployment Guidelines*)³⁶. Parmi les autres rapports préparés pour des membres du CEATI, certains ont porté sur les systèmes de gestion de l'énergie, la gestion de la demande, le stockage d'énergie,

les synchrophaseurs, la détection de fautes, l'automatisation des réseaux et l'intégration de la production distribuée. Des rapports accessibles à tous se trouvent sur le site Web du CEATI³⁷. Ceux qui souhaitent obtenir des rapports ou de l'information sur d'autres activités du CEATI en lien avec les réseaux électriques intelligents peuvent communiquer avec la gestionnaire du programme, Sonya Konzak³⁸.

Activités commerciales liées au déploiement des réseaux électriques intelligents

Toute discussion sur le développement et la mise en place de la technologie des réseaux électriques intelligents se transforme rapidement en une discussion sur la rentabilité pour le payeur de tarif, l'électeur, l'utilité et l'économie en général. Des occasions sont identifiées, déterminées entre autres, par des développements en matière de technologies, mais aussi suite à des changements au financement des utilités, à la dynamique des marchés de l'électricité et des politiques. Ces discussions impliquent l'ensemble des acteurs, mais des décisions importantes reposent bien souvent sur les organismes de réglementation économiques en place dans les provinces. Des déploiements sont approuvés, parfois des projets pilotes, mais dans l'ensemble, des questions demeurent quant à la valeur économique, environnementale et sociétale de chaque investissement dans les réseaux électriques intelligents.

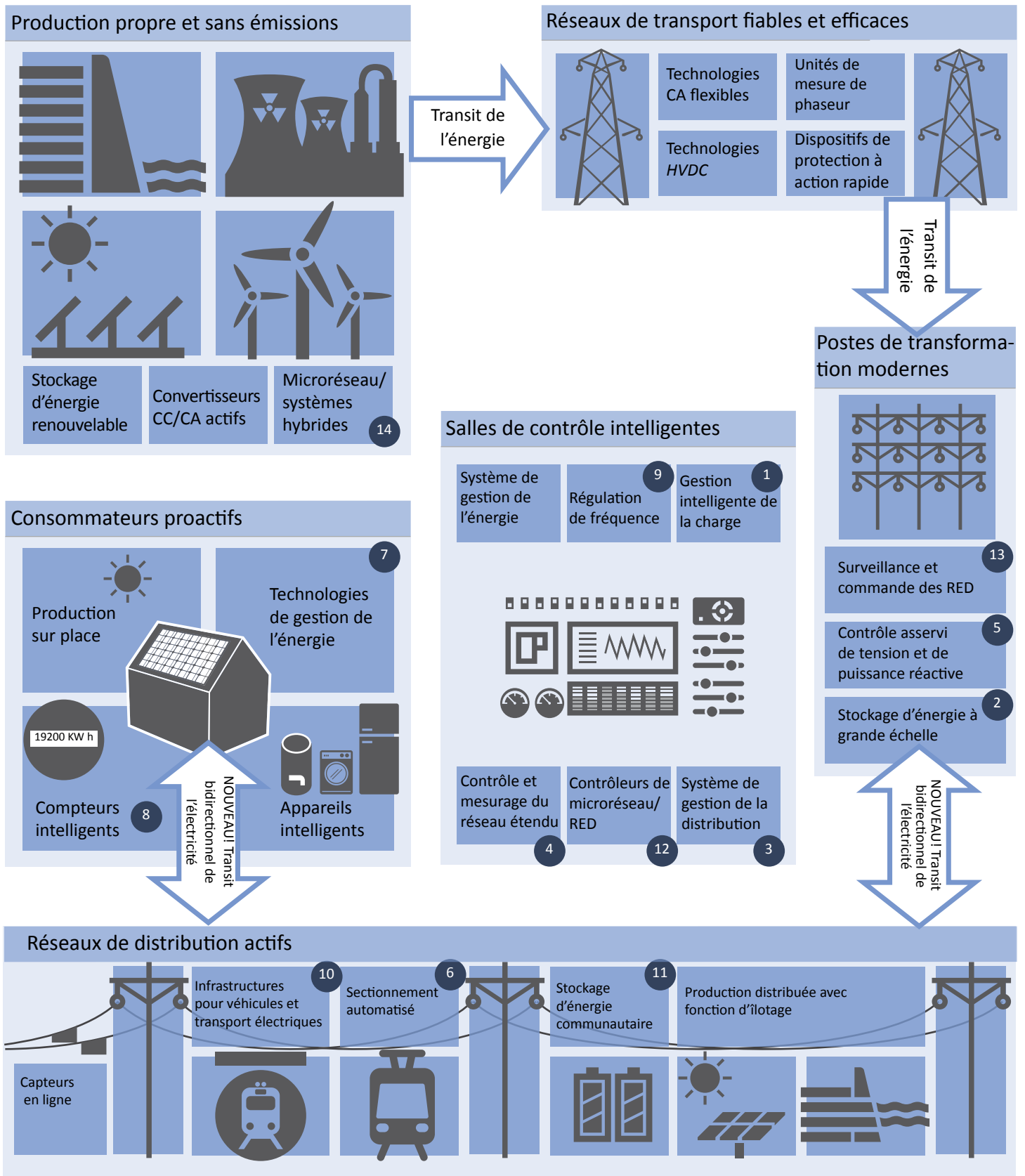
La figure 4 se veut une représentation des principaux domaines et applications des réseaux électriques intelligents, de la production jusqu'au consommateur proactif, ou prosummateur. Même s'il s'agit d'une représentation simplifiée, elle illustre les grands domaines d'investissement et les interactions entre les différentes composantes sur le réseau. Sur cette figure est présentée la tendance lourde vers davantage de ressources énergétiques distribuées, menant à une inversion du transfert d'énergie dans certaines sections du réseau. Pour s'adapter à ce nouveau contexte, des applications et technologies spécifiques peuvent être déployées afin de maintenir la fiabilité et optimiser l'ensemble du système en temps réel. Les encadrés soulignent les projets qui contribuent à l'analyse de rentabilité dans chacun des domaines, pour différentes applications envisagées. Les projets englobent des déploiements à grande échelle, des projets de démonstration et des projets pilotes. Plusieurs projets sont réalisés dans de petites collectivités à travers le Canada et offrent donc des conditions d'essai favorables avant un déploiement à grande échelle.

³⁶ CEATI, Canadian EV Infrastructure Deployment Guidelines, 2013 : http://www.ceati.com/freepublications/0536_Web.pdf

³⁷ CEATI, Online Publications : <http://www.ceati.com/publications/free-publications>

³⁸ Sonya Konzak : sonya.konzak@ceati.com

Figure 4 : Applications des réseaux électriques intelligents pour l'ensemble du système d'électricité



Légendes de la figure 4 : Applications des réseaux électriques intelligents pour l'ensemble du système d'électricité

1. Gestion intelligente de la charge et PowerShift Atlantic : centrales électriques virtuelles

Une centrale électrique virtuelle utilise les prévisions éoliennes, de demande et de capacité d'agrégation, pour effectuer en temps quasi-réel le déplacement des charges commerciales et résidentielles et fournir de nouveaux services complémentaires au réseau électrique. PowerShift Atlantic fera la démonstration de l'une des premières centrales électriques virtuelles au monde en vue de permettre une intégration et un équilibrage plus efficaces de l'énergie éolienne sur le réseau électrique.

2. Stockage d'énergie à l'échelle commerciale : projet de gestion de la demande et de stockage d'énergie de BC Hydro

BC Hydro a installé une batterie NaS de 1 MW à sa sous-station de Field. Field est raccordé au réseau principal par une ligne de distribution qui traverse le Parc national du Canada Yoho et qui est susceptible de connaître des pannes en raison des conditions météorologiques difficiles et de chutes d'arbres. Désormais, la collectivité peut se débrancher du réseau principal lors de pannes et fonctionner en microréseau pendant 6 à 8 heures. La clientèle participe à un programme volontaire de gestion de la demande pendant l'utilisation de la batterie afin d'en prolonger le temps de fonctionnement lors d'une panne. La batterie répond également à la demande de la ville pendant les heures de pointe, soit entre 16 h et 20 h, puis est rechargée pendant la nuit.

3. Système de gestion de la distribution : Hydro One

Hydro One mène un projet pilote de système perfectionné de gestion de la distribution (DMS, pour *Distribution Management System*) qui fonctionne avec sa zone de réseau interactif d'Owen Sound, en partenariat avec Schneider/Telvent, IBM Canada, GE Digital Energy et Trilliant. La gestion de la production distribuée, la détection de pannes, l'isolement et le rétablissement de service ainsi que des analyses opérationnelles et plusieurs autres systèmes seront mis à l'essai et gérés par le DMS Avancé de cette zone de réseau interactif.

4. Contrôle et mesurage du réseau étendu : ACOR (compensation réactive basée sur des synchrophaseurs) à l'IREQ (Hydro-Québec)

L'Institut de recherche en électricité du Québec (IREQ) met au point un programme d'amélioration de l'efficacité du réseau faisant appel à une surveillance élargie du réseau de transport et des commandes en boucle fermée pour accroître la capacité, la fiabilité et la sécurité de ses installations. Durant ce programme, on mettra au point un outil d'optimisation de la capacité de transit, soit un système de compensation de la puissance réactive basée sur des données de synchrophaseur.

5. Optimisation du contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive : CATVAR à Hydro-Québec

Hydro-Québec a mis en place une méthode combinée de contrôle asservi de la tension et de contrôle asservi de la puissance réactive, qu'on appelle CATVAR. Le système intelligent de surveillance et de contrôle maintient la tension en bout de réseau plus près des seuils inférieurs, ce qui mène à une réduction de la consommation d'énergie. La puissance réactive est gérée à l'aide de condensateurs afin de réduire les pertes d'énergie et de mieux gérer la tension sur les lignes de distribution.

6. Sectionnement automatisé : système de reconfiguration automatisée de PowerStream

PowerStream est l'un des rares distributeurs de l'Amérique du Nord à avoir installé un système à rétablissement automatisé complet, incluant la prise de décision centralisée et des relais de réenclenchement et des commutateurs automatisés sur son réseau. Le système atténue les pannes subies par la clientèle en reconfigurant les sections défaillantes des lignes de distribution. Le projet comprend 2 postes et 20 lignes de distribution, lesquelles sont toutes surveillées à distance et contrôlées automatiquement.

7. Technologies de gestion de l'énergie : programme de participation de la clientèle aux réseaux électriques intelligents d'Energate

Les systèmes de gestion de la consommation d'électricité résidentielle constituent des technologies clé pour permettre une meilleure gestion de la demande et éviter des coûts pour les clients et l'utilité. Energate Inc. dirige le projet *Consumer Engagement for the Smart Grid* qui englobe six entreprises ontariennes de distribution locale et leurs abonnés pour mettre à l'essai diverses combinaisons de portails, d'applications mobiles, de thermostats intelligents et d'autres technologies et programmes sur la plate-forme de gestion de l'énergie résidentielle d'Energate.

- 8. Compteurs intelligents : compteurs intelligents et infrastructure de mesurage avancé de l'Ontario**
L'Ontario a été l'un des premiers territoires au monde à déployer pleinement des compteurs intelligents et l'infrastructure de mesurage avancé (AMI) sur l'ensemble de son réseau d'électricité. Avec 4,8 millions de compteurs installés et raccordés à un dépôt centralisé de gestion des données de compteur, les entreprises de distribution locale de l'Ontario travaillent maintenant avec des entrepreneurs afin de mettre au point des services avantageux pour les abonnés et d'améliorer leur efficacité pour fournir le service d'électricité.
- 9. Régulation de fréquence : projet pilote de l'IESO de services complémentaires de réseau provenant de ressources non-traditionnelles**
La régulation de fréquence se fait généralement via des producteurs d'électricité, comme des centrales hydroélectriques ou à gaz et vise à équilibrer les petites variations soudaines entre l'offre et la demande sur le réseau, et ce, à la seconde près. Ce service est habituellement assuré par un système de contrôle automatique de la production (AGC, pour *Automatic Generator Control*). L'Independent Electricity System Operator (IESO) de l'Ontario entreprend en 2013 un projet pilote de 10 MW visant à utiliser des volants d'inertie, des batteries et des charges flexibles regroupées afin d'assurer en partie la régulation de la fréquence du réseau.
- 10. Intégration des VÉ : RéseauVER d'AddÉNERGIE**
Les véhicules électriques (VÉ) et les autres modes de transport électrique peuvent bénéficier des réseaux électriques intelligents afin de faciliter leur intégration et même offrir de futurs services au réseau. AddÉNERGIE met en place des réseaux de bornes de recharge au Québec, en Colombie-Britannique et au Nouveau-Brunswick afin d'offrir des services de recharge aux clients, de planifier et de gérer le réseau, en coopération avec les entreprises commerciales et des fournisseurs d'électricité.
- 11. Stockage d'énergie communautaire : projet pilote de stockage d'énergie d'entreprise d'électricité eCAMION**
eCAMION, en partenariat avec Toronto Hydro, a installé un système de stockage intelligent sur batterie lithium-ion qui peut réguler le débit de puissance et réduire les surcharges sur le système, réduire les demandes de pointe sur le système et améliorer la qualité de l'onde d'un centre communautaire de North York. Le système de 250 kW est raccordé à des panneaux solaires sur le toit, au bâtiment et au réseau et est en communication directe avec le système SCADA de Toronto Hydro afin de stocker et de fournir de l'énergie sur demande.
- 12. Contrôleurs de microréseau/ressources énergétiques distribuées : projet d'énergie communautaire urbaine intégrée Opus One**
Opus One met au point et fait la démonstration d'une plate-forme de logiciel/matériel de réseaux électriques intelligents pour gérer la production, le stockage et la demande des ressources en électricité sur le réseau de distribution de Toronto Hydro. Le projet portera sur les défis propres au réseau de distribution, comme la façon de fonctionner en harmonie avec le réseau électrique intégré, ainsi que la façon de parvenir à intégrer et à gérer les quantités élevées de production distribuée localement, ainsi que la recharge des véhicules électriques.
- 13. Surveillance et commande des RED : technologies pour intégrer de la production distribuée de Prolucid**
Prolucid collabore avec Toronto Hydro afin de faire la démonstration de nouvelles technologies du réseau qui permettront la mise en place et la gestion efficaces des ressources énergétiques distribuées – comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la cogénération – sur le réseau d'électricité. Le système visera à fournir aux producteurs et aux exploitants de système la capacité de contrôler et de freiner la production, de surveiller l'état du réseau électrique en temps réel et, ultimement, d'accroître la production d'énergie renouvelable qui peut être raccordée au réseau.
- 14. Microréseau/systèmes hybrides : microréseau Pulse Energy à Hartley Bay**
Le village d'Hartley Bay, en Colombie-Britannique, a collaboré avec Pulse Energy afin de mettre au point un système de microréseau intelligent pour diminuer la consommation de diesel nécessaire pour produire de l'électricité pour cette collectivité qui n'est pas raccordée au réseau principal. À l'aide de compteurs intelligents, ils ont pu établir où se situaient les pertes du système et mettre au point un cycle d'entretien stratégique et un système de gestion de l'énergie. Le projet a utilisé les données en temps réel des compteurs intelligents, la gestion de la demande et une gestion de la génératrice au diesel pour diminuer la consommation d'énergie de 15 à 20 %, économiser environ 77 000 \$ par année en coûts de diesel, résoudre les problèmes de tension et augmenter la durée de vie de la génératrice.

Perspectives pour les réseaux électriques intelligents au Canada

En cette année qui marque le 10^e anniversaire de la panne de courant majeure de 2003, on constate que le secteur nord-américain de l'électricité prend des engagements pour accroître l'intelligence et améliorer l'opération du réseau. De nouvelles approches de gestion de réseau amènent son lot de défis, mais également d'opportunités. À cet effet, les technologies de l'information et des communications (TIC) et les technologies de l'énergie propre associées au domaine représentent de précieuses occasions de croissance économique pour le pays.

Même si le domaine est encore nouveau au Canada, il connaît une croissance certaine. Selon les estimations de CanmetÉNERGIE, les investissements annuels dans les réseaux électriques intelligents surpasseront 1 milliard \$ au Canada en 2013, avec des investissements majeurs de la part des entreprises d'électricité dans les infrastructures de mesurage avancé et des technologies de surveillance et d'automatisation du réseau. La figure 5 a été créée à partir des données sur les dépenses en R-D et D pour les réseaux électriques intelligents

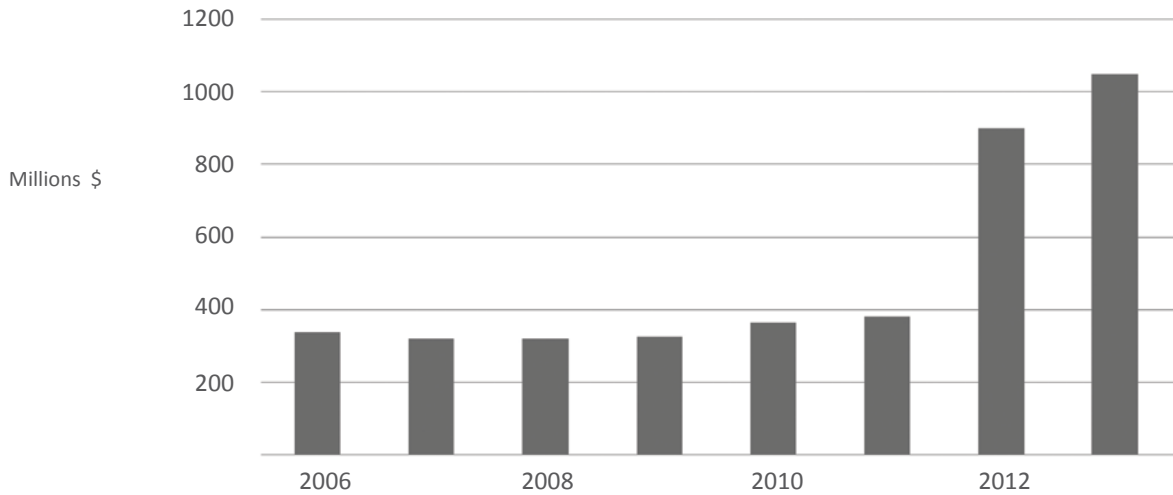
publics, les grands projets de réseaux électriques intelligents déployés par les entreprises d'électricité et les estimations d'investissements de celles-ci dans les réseaux électriques intelligents. Les investissements dans les réseaux électriques intelligents constituent une part croissante des dépenses futures en infrastructures, évaluées par le *Conference Board du Canada* à 13 milliards \$ en moyenne par année entre 2011 et 2030³⁹.

Selon les estimations du 2013 *Canadian Clean Technology Industry Report*⁴⁰, l'industrie canadienne des réseaux électriques intelligents a affiché des revenus de 340 millions \$ en 2011, indiquant une croissance pour de nombreuses entreprises par rapport aux années précédentes. De ces revenus, on indique que 54 millions \$ ont été investis dans la R-D. Même si seulement 67 % des entreprises qui ont participé à cette étude faisaient activement de l'exportation, 80 % d'entre elles prévoient en faire au cours des deux prochaines années. La capacité du Canada en matière d'innovation et d'exportation est importante. Le Canada est le troisième plus important exportateur mondial d'électricité. Par son marché intérieur diversifié, il offre des conditions favorables pour répondre à un vaste éventail de marchés de technologies, de services ou de commodités.

³⁹ Shedding Light on the Economic Impact of Investing in Electricity Infrastructure: http://www.electricity.ca/media/pdfs/Advocacy%20Reports/EconomicImpact_SheddingLight_E.pdf

⁴⁰ Analytica Advisors, The 2013 Canadian Clean Technology Industry Report – Complete Edition, (Ottawa) 2012

Figure 5 : Investissements par année dans les réseaux électriques intelligents au Canada (M \$)



Remarque : Les investissements dans l'augmentation de capacité ou la remise à neuf des installations de production, de transport et de distribution ne sont pas inclus

Le leadership canadien en matière de réseaux électriques intelligents est confirmé par la participation active de différents acteurs de l'industrie et de nombreux projets en cours dans le domaine. Au cours de la prochaine année, on prévoit que de nouveaux projets viendront solidifier ces actions, surtout avec l'annonce anticipée des projets retenus pour la deuxième ronde du Fonds de développement du réseau intelligent de l'Ontario, des activités de l'Incubateur

virtuel du Fonds Technologies du DD^{MC} de TDDC, ainsi que d'autres initiatives de développement fédérales et provinciales. Au cours des prochaines années, le *Canada Smart Grid Action Network* continuera de partager les informations relatives à ce domaine afin de promouvoir une collaboration accrue au pays.

Annexes

Annexe - A

Description textuelle de la figure 1 :

La figure 1 illustre les domaines de connaissances reliées par le *Canada Smart Grid Action Network*. Elle présente différentes sources de connaissances en quatre catégories : expertise en recherche et développement, résultats de projets et meilleures pratiques, transition de l'industrie et politiques. Ces domaines sont reliés au centre par le *Canada Smart Grid Action Network* national, et le *International Smart Grid Action Network*.

Au niveau de l'expertise en recherche et développement, nous retrouvons :

- Spécialistes R-D et D féd./prov./terr. et de l'industrie; et
- Réseaux R-D universitaires (Réseau stratégique sur les micro-réseaux électriques intelligents, *Smart Grid Policy Partnership*).

Au niveau des résultats de projets et meilleures pratiques, nous retrouvons :

- Études de cas et rapports de projets subventionnés aux paliers fédéraux, provinciaux et territoriaux; et
- Rapport annuel sur les réseaux électriques intelligents (ce rapport).

Au niveau de la transition de l'industrie, nous retrouvons :

- Conférences, initiatives et colloques d'associations industrielles;
- Soutien à la fabrication, au commerce et à l'exportation; et
- Normes sur les réseaux électriques intelligents.

Au niveau des politiques, nous retrouvons :

- Groupes de travail sur l'électricité fédéraux, provinciaux, et territoriaux;
- Politiques et réglementation provinciale et territoriale; et
- Dialogue sur l'énergie propre Canada - États-Unis.

Description textuelle de la figure 2 :

La figure 2 illustre le déploiement de six différentes applications de réseaux intelligents au Canada. Ces applications incluent :

- **Infrastructure de mesurage avancé (AMI)** : L'infrastructure de mesurage avancé (AMI), fait référence aux nouveaux compteurs à intervalle et communiquant dit « intelligents » et à l'infrastructure connexe de communication vers l'utilité. Au Canada, cela englobe la lecture à distance des compteurs et le mesurage à plusieurs intervalles qui offrent de nouvelles méthodes de collecte des données et de planification des besoins du réseau. Le compteur intelligent peut aussi servir de passerelle pour l'échange d'information avec le client. Selon les technologies choisies, l'infrastructure AMI peut servir pour la gestion des pannes, pour offrir de nouvelles options tarifaires, la gestion de la demande, la détection des pertes sur le réseau, de même que pour la communication avec les systèmes d'affichage et de gestion d'énergie à la maison.
- **Nouvelles options tarifaires** : De nouvelles options tarifaires sont possibles grâce à la mise en place de compteurs à intervalles (compteurs intelligents qui enregistrent la consommation horaire ou par tranche de minutes). Les nouveaux tarifs peuvent répondre aux divers besoins des consommateurs en matière d'énergie et contribuer à accroître la proposition de valeur des services d'électricité pour les abonnés. Par exemple, les tarifs différenciés dans le temps et pendant les heures creuses incitent la clientèle à réduire ou déplacer sa consommation pendant les heures de pointe et de profiter des tarifs avantageux de chauffage ou de climatisation pendant les heures creuses. La tarification nette peut servir à mesurer l'apport de la production intégrée au réseau électrique. Des tarifs prépayés peuvent permettre aux clients avec un budget limité de mieux gérer leur consommation.

- **Gestion de la demande de pointe et fourniture de réserve opérationnelle** : Le principal objectif des programmes de gestion de la demande est de diminuer la charge de pointe du système. Les systèmes d'électricité ont une capacité limitée, au-delà de laquelle de nouvelles infrastructures d'électricité doivent être construites pour répondre à une demande occasionnelle. Les applications de gestion de la demande offrent des solutions économiques permettant d'éviter, ou à tout le moins de reporter, les dépenses en capital et les coûts d'exploitation liés à une augmentation de la capacité du système. En général, la gestion de la demande peut être mise en œuvre selon l'une de ces deux façons : par une commande directe de l'opérateur (signal d'instruction) envoyée au client par l'entreprise d'électricité ou l'exploitant de système ou l'agrégateur indépendant, ou par une commande indirecte (signal de prix) envoyée à un client. De nouveaux modes de gestion de la charge et de nouvelles technologies, comme des centrales électriques virtuelles, sont mis au point afin de fournir des services complémentaires de réseau, comme la réserve tournante, le suivi de la charge (p. ex., atténuation de la variation de l'énergie éolienne) et la régulation de fréquence.
- **Rétablissement automatisé du réseau** : Parfois appelées « localisation de pannes, isolement et rétablissement du service » (FLISR), ou « détection de pannes, isolement et rétablissement » (FDIR) cette suite d'applications est utilisée pour permettre le rétablissement du service et la reconfiguration du réseau de distribution suite à une panne. Un réseau qui peut se rétablir automatiquement signifie que peu ou pas d'intervention de la part de l'opérateur est nécessaire lors des manœuvres. La mise en place d'interrupteurs et de disjoncteurs télécommandés est un point de départ pour activer ces fonctionnalités. La localisation plus rapide de fautes et une reconfiguration davantage automatisée peut nécessiter des équipements de détection, d'analyse, de commande en temps réel et des systèmes de gestion des pannes (OMS) ou de gestion de la distribution (DMS).
- **Îlotage planifié ou microréseaux électriques intelligents** : L'îlotage planifié vise à tirer profit de la production distribuée ou du stockage comme façon de créer un « microréseau » au sein du réseau principal, ce qui permet de l'isoler et de maintenir le service lors des pannes. Les ressources distribuées peuvent également servir à réduire la demande de pointe dans la région. À l'heure actuelle, au Canada, cela est peu déployé, mais des lignes directrices sont en cours d'élaboration afin de favoriser le passage à cette fonctionnalité dans les régions de l'ensemble du Canada.
- **Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive** : Le contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive utilise des automatismes sur les changeurs de prise aux postes de distribution et des condensateurs pour lisser le profil de tension d'une ligne de distribution, ce qui favorise la conservation de l'énergie et la réduction des pertes. Les applications VVC permettent également aux réseaux de distribution d'accepter des quantités plus importantes d'énergie variable provenant de sources de production d'électricité renouvelables, comme l'énergie éolienne ou l'énergie solaire photovoltaïque. Les applications VVC peuvent consister en des installations autonomes à des postes ou être intégrées aux systèmes de gestion de la distribution (DMS).

Le niveau de déploiement de ces applications est indiqué pour chaque province et territoire comme étant soit à l'étude ou planifié (1/3 du cercle), partiellement déployée ou dans un état de déploiement en cours (2/3 du cercle) ou largement déployée à travers la province ou le territoire (tout le cercle). Les niveaux de déploiement sont indiqués selon les projets ou programmes annoncés publiquement et sont, par conséquent, quelque peu subjectifs.

La figure 2 présente une carte du Canada avec les frontières provinciales et territoriales. Pour chaque province et territoire, les applications de réseaux électriques intelligents déployés en 2013 sont les suivants :

Yukon :

- L'infrastructure de mesurage avancé est à l'étude ou en phase pilote; et
- L'îlotage planifié ou les microréseaux électriques intelligents sont à l'étude ou en phase pilote.

Territoires du Nord-Ouest :

- L'infrastructure de mesurage avancé est à l'étude ou en phase pilote; et
- L'îlotage planifié ou les microréseaux électriques intelligents sont à l'étude ou en phase pilote

Nunavut :

- L'infrastructure de mesurage avancé est à l'étude ou en phase pilote

Colombie-Britannique :

- L'infrastructure de mesurage avancé est largement déployée;
- Le rétablissement automatisé du réseau est à l'étude ou en phase pilote;
- L'îlotage planifié ou les microréseaux électriques intelligents sont à l'étude ou en phase pilote; et
- Le contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive est à l'étude ou en phase pilote

Alberta :

- L'infrastructure de mesurage avancé est partiellement déployée;
- La gestion de la demande de pointe et la fourniture de réserve opérationnelle sont à l'étude ou en phase pilote; et
- Le rétablissement automatisé du réseau est partiellement déployé.

Saskatchewan :

- Le déploiement de l'infrastructure de mesurage avancé est en cours

Manitoba :

- L'infrastructure de mesurage avancé est à l'étude ou en phase pilote

Ontario :

- L'infrastructure de mesurage avancé est largement déployée;
- Les nouvelles options tarifaires sont largement déployées;
- Le rétablissement automatisé du réseau est à l'étude ou en phase pilote; et
- Le contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive est à l'étude ou en phase pilote

Québec :

- Le déploiement de l'infrastructure de mesurage avancé est en cours
- Les nouvelles options tarifaires sont partiellement déployées;
- Le rétablissement automatisé du réseau est largement déployé; et
- Le contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive est partiellement déployé.

Terre-Neuve-et-Labrador :

- L'infrastructure de mesurage avancé est à l'étude ou en phase pilote

Île-du-Prince-Édouard :

- L'infrastructure de mesurage avancé est à l'étude ou en phase pilote; et
- La gestion de la demande de pointe et la fourniture de réserve opérationnelle sont à l'étude ou en phase pilote.

Nouveau-Brunswick :

- L'infrastructure de mesurage avancé est à l'étude ou en phase pilote; et
- La gestion de la demande de pointe et la fourniture de réserve opérationnelle sont à l'étude ou en phase pilote.

Nouvelle-Écosse :

- L'infrastructure de mesurage avancé est partiellement déployée;
- Les nouvelles options tarifaires sont partiellement déployées; et
- La gestion de la demande de pointe et la fourniture de réserve opérationnelle sont à l'étude ou en phase pilote

Quelques statistiques rapides pour les applications de réseaux électriques intelligents au Canada :

- 49 % des compteurs au Canada sont des compteurs avancés
- Près de 5 GW de la production est distribuée
- Plus de 4 300 véhicules électriques
- Près de 1 100 bornes de recharge pour les véhicules électriques

Description textuelle de la figure 3 :

La figure 3 met en évidence le financement public des projets pilotes et de démonstration à travers le pays, représentant 114 millions \$ en investissements dans des projets de réseaux électriques intelligents récemment achevés ou en cours. On compte 37 projets financés par sept fonds différents analysés dans ce rapport, dans les catégories de la gestion de la demande; l'intégration des véhicules électriques; la surveillance et l'automatisation des réseaux; les microréseaux; la gestion des données, des communications et de la sécurité; la participation de la clientèle; et le stockage d'énergie. Les promoteurs de ces projets comprenaient 24 entreprises, six services publics, deux institutions et une communauté des Premières nations. Ensemble, ces projets représentent une valeur totale de plus de 386 M \$, dont la majeure partie a été investie dans les cinq dernières années.

Les sept fonds étudiés sont :

- Fonds pour l'énergie propre de RNCAN (CEF);
- Initiative écoÉNERGIE sur l'innovation RNCAN (ecoEII);
- Fonds Technologies du développement durable Canada (TDDC);
- *Ontario Smart Grid Fund* (SGF);
- *BC Innovative Clean Energy Fund* (ICE);
- *Alberta Climate Change and Emissions Management Corporation* (CCEMC); et
- Fonds municipal vert de la Fédération canadienne des municipalités (FMV)

De 2005 à 2013, le financement et la valeur des projets pour chaque catégorie de projets étaient :

- Stockage : plus de 38 millions \$ en financement et plus de 90 millions \$ en valeur;
- Microréseaux : plus de 10 millions \$ en financement et plus de 51 millions \$ en valeur;
- Surveillance et automatisation des réseaux : plus de 24 millions \$ en financement et plus de 96 millions \$ en valeur;
- Intégration des véhicules électriques : plus de 8 millions \$ en financement et plus de 27 millions \$ en valeur;
- Gestion de la demande : plus de 20 millions \$ en financement et plus de 49 millions \$ en valeur;
- Gestion des données, des communications et de la sécurité : plus de 2 millions \$ en financement et plus de 43 millions \$ en valeur, mais une grande partie de cette valeur est représentée par le Centre de R-D d'IBM Canada qui étudie les technologies d'analyse des données des réseaux intelligents; et
- Participation de la clientèle : plus de 9 millions \$ et plus de 27 millions \$ en valeur.

Les catégories de projets sont affichées sur une carte du Canada, indiquant les catégories de technologies de réseaux intelligents de grille financées dans chaque province et territoire, et par quel fonds. Ils sont énumérés ici :

Nunavut :

- L'Initiative écoÉNERGIE sur l'innovation RNCAN a financé la surveillance et l'automatisation des réseaux

Colombie-Britannique :

- Le Fonds pour l'énergie propre de RNCAN a financé des projets de stockage et de participation des clients;
- Le Fonds Technologies du développement durable Canada a financé des projets de participation des clients, de microréseaux et de surveillance et d'automatisation des réseaux; et
- *BC Innovative Clean Energy Fund* a financé des projets de microréseaux, d'intégration des véhicules électriques et de surveillance et d'automatisation des réseaux.

Alberta :

- *Alberta Climate Change and Emissions Management Corporation* a financé un projet de stockage

Saskatchewan :

- Le Fonds pour l'énergie propre de RNCAN a financé un projet de stockage; et
- Le Fonds Technologies du développement durable Canada a financé un projet de stockage.

Ontario :

- L'Initiative écoÉNERGIE sur l'innovation de RNCan a financé des projets de surveillance et d'automatisation des réseaux;
- Le Fonds pour l'énergie propre de RNCan a financé un projet de stockage;
- Le Fonds de technologies du développement durable Canada a financé des projets de stockage et de gestion de la demande; et
- *Ontario Smart Grid Fund* a financé des projets de surveillance et d'automatisation des réseaux, de participation de la clientèle, et de gestion des données, des communications et de la sécurité.

Québec :

- L'Initiative écoÉNERGIE sur l'innovation de RNCan a financé des projets d'intégration des véhicules électriques et de microréseaux;
- Le Fonds pour l'énergie propre de RNCan a financé un projet de surveillance et d'automatisation des réseaux

Île-du-Prince-Édouard :

- Le Fonds pour l'énergie propre de RNCan a financé un projet de stockage; et
- Le Fonds municipal vert de la Fédération canadienne des municipalités a financé un projet de gestion de la demande.

Nouveau-Brunswick :

- Le Fonds pour l'énergie propre de RNCan a financé un projet de gestion de la demande

Projets de démonstration subventionnés par l'État au Canada

Voici la liste des projets de démonstration subventionnés par l'État au Canada. Ces projets sont classés selon la catégorie de technologie et sont présentés à la figure 3.

Fonds	Première année	Province	Catégorie	Responsable du projet
SGF	2012	Ontario	Participation du client	Energate
SGF	2012	Ontario	Participation du client	ecoBee
SGF	2012	Ontario	Gestion des données, communications et sécurité	N-Dimension Solutions Inc.
SGF	2012	Ontario	Gestion de données, communications et sécurité	IBM
FEP	2010	Maritimes	Gestion de la demande	PowerShift Atlantic
FEP	2010	Colombie-Britannique	Participation de la clientèle	Schneider Power Measurement
SGF	2012	Ontario	Gestion de la demande	Enbala
TDDC	2005	Ontario	Gestion de la demande	Tantalus Systems Corp
TDDC	2005	Colombie-Britannique	Participation de la clientèle	Schneider Power Measurement
FMV	2011	Maritimes	Gestion de la demande	Summerside
ecoEII	2013	Québec	Intégration des VÉ	AddÉnergie Technologies Inc.
ecoEII	2013	Colombie-Britannique	Intégration des VÉ	BC Hydro
ICE	2012	Colombie-Britannique	Intégration des VÉ	Delta-Q
ecoEII	2013	Ontario	Surveillance et automatisation du réseau	Opus One Solutions Energy Corp.
ecoEII	2013	Ontario	Surveillance et automatisation du réseau	ProLucid Technologies Inc.
ecoEII	2013	Nunavut	Surveillance et automatisation du réseau	Qulliq Energy Corporation
FEP	2010	Québec	Surveillance et automatisation du réseau	Hydro-Québec
SGF	2012	Ontario	Surveillance et automatisation du réseau	ProLucid Technologies Inc.
SGF	2012	Ontario	Surveillance et automatisation du réseau	Essex Energy
SGF	2012	Ontario	Surveillance et automatisation du réseau	d-Techs
SGF	2012	Ontario	Surveillance et automatisation du réseau	General Electric

Fonds	Première année	Province	Catégorie	Responsable du projet
TDDC	2012	Colombie-Britannique	Surveillance et automatisation du réseau	Schneider Power Measurement
ecoEII	2013	Québec	Microréseau	Nimschu Iskudow Inc.
ecoEII	2013	Québec	Microréseau	TUGLIQ Energy Co.
FEP	2010	Saskatchewan	Microréseau	Cowessess FN
TDDC	2009	Colombie-Britannique	Microréseau	Pulse Energy Inc
TDDC	2006	Colombie-Britannique	Microréseau	General Electric (microréseau)
ICE	2011	Colombie-Britannique	Microréseau	Corinex Communications Corp
ICE	2008	Colombie-Britannique	Microréseau	BCIT
CCEMC	2011	Alberta	Stockage d'énergie	Lancaster Wind Systems Inc.
FEP	2010	Ontario	Stockage d'énergie	Electrovaya
FEP	2010	Colombie-Britannique	Stockage d'énergie	BC Hydro
FEP	2010	Maritimes	Stockage d'énergie	Institut de l'énergie éolienne du Canada
TDDC	2010	Ontario	Stockage d'énergie	eCAMION
TDDC	2011	Ontario	Stockage d'énergie	Hydrostor
TDDC	2010	Saskatchewan	Stockage d'énergie	Shipstone Corp
TDDC	2010	Ontario	Stockage d'énergie	Temporal Power

Description textuelle de la figure 4 :

La figure 4 illustre les principaux domaines d'application des réseaux électriques intelligents dans un système électrique, de la production au consommateur. Cette illustration montre comment les applications sur le réseau sont connectées et comment l'investissement dans un domaine peut bénéficier à d'autres domaines des réseaux électriques intelligents. Elle illustre aussi une tendance vers des ressources énergétiques davantage distribuées.

Le système électrique est représenté en six catégories d'infrastructure qui relient la production d'électricité aux clients proactifs : production propre et sans émissions, réseaux de transport fiables et efficaces, postes de transformation modernes, réseaux de distribution actifs, et des consommateurs proactifs sont tous reliés entre eux par le flux d'énergie. La sixième catégorie, les salles de contrôle intelligentes, relient chacun des domaines de l'infrastructure par la communication de l'information et des contrôles. Le flux d'énergie bidirectionnel est dépeint comme une nouvelle capacité pour les réseaux électriques, circulant entre les consommateurs proactifs, les réseaux de distribution actifs et les postes de transformation modernes.

Les technologies de réseaux électriques intelligents dans chaque catégorie de l'infrastructure sont les suivantes :

Production propre et sans émissions :

- Stockage d'énergie renouvelable;
- Convertisseurs CC/CA actifs; et
- Microréseaux et systèmes hybrides.

Réseaux de transport fiables et efficaces :

- Technologies CA flexibles;
- Technologies HVDC;
- Unités de mesure de phaseur; et
- Dispositifs de protections à action rapide.

Postes de transformation modernes :

- Surveillance et contrôle des ressources énergétiques distribuées;
- Contrôle asservi de tension et de puissance réactive; et
- Stockage d'énergie à grande échelle.

Réseaux de distribution actifs :

- Capteurs en ligne;
- Infrastructures pour véhicules et transport électriques;
- Sectionnement automatisé;
- Stockage d'énergie communautaire; et
- Production distribuée avec fonction d'ilotage.

Consommateurs actifs :

- Production sur place;
- Technologies de gestion de l'énergie;
- Compteurs intelligents; et
- Appareils intelligents.

Salles de contrôle intelligentes :

- Systèmes de gestion de l'énergie;
- Régulation de fréquence;
- Gestion intelligente de la charge;
- Contrôle et mesurage du réseau étendu;
- Contrôleurs de microréseau et ressources énergétiques distribuées; et
- Système de gestion de la distribution.

Description textuelle de la figure 5 :

La figure 5 a été créée à partir d'une analyse des dépenses publiques en recherche et développement, et déploiement, des grands projets de réseaux électriques intelligents déployés par les services publics, et des estimations des investissements dans les réseaux électriques intelligents. Le graphique montre un investissement stable d'environ 350 à 390 millions \$ dans des projets de réseaux électriques intelligents jusqu'en 2012, année à partir de laquelle l'investissement augmente de manière significative à environ 900 millions \$ et à plus de 1 milliard \$ en 2013. Les investissements dans les réseaux électriques intelligents sont une partie croissante de la moyenne de 13 milliards \$, estimé par le *Conference Board du Canada*, qui seront investis annuellement dans les infrastructures électriques de 2011 à 2030.

Annexe B

Acronymes

ACÉ	Association canadienne de l'électricité	MG	Microréseaux (<i>Microgrids</i>) ou îlotage planifié
AESO	<i>Alberta Electric System Operator</i>	NRO	Nouvelle tarification pour faciliter la réaction à la demande de la clientèle
AMI	Infrastructure de mesurage avancé (<i>Advanced Metering Infrastructure</i>)	NSMG-Net	Réseau stratégique du CRSNG sur les miniréseaux intelligents
CA	Courant alternatif	R-D et D ou R-D	Recherche, développement et démonstration ou recherche et développement
CC	Courant continu	RED	Ressources énergétiques distribuées
CCN	Conseil canadien des normes	RNCan	Ressources naturelles Canada
CCNRI	Comité consultatif sur les normes des réseaux intelligents	SH	Réseaux à remise en état automatique (<i>Self-healing</i>), en mesure de réacheminer le courant de façon automatique
CEATI	<i>Centre for Energy Advancement through Technological Innovation</i>	SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (en Ontario)
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario (<i>Ontario Energy Board – OEB</i>)	TDDC	Technologies du développement durable Canada
CRSH	Conseil de recherches en sciences humaines	TI	Technologies de l'information
CRSNG	Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie	TIC	Technologies de l'information et des communications
CSGAN	<i>Canada Smart Grid Action Network</i>	TRG	Tarif de rachat garanti
DR	Réaction à la demande (<i>Demand Response</i>)	TRNÉ	Table ronde nationale sur l'électricité
EVSE	Équipement de recharge de véhicule électrique (<i>Electric Vehicle Supply Equipment</i>)	VÉ	Véhicule électrique
ecoEII	Initiative écoÉNERGIE sur l'innovation (RNCan)	VPP	Centrale électrique virtuelle (<i>Virtual Power Plant</i>)
FEP	Fonds pour l'énergie propre (RNCan)	VVC	Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (<i>Volt & VAR control</i>)
ISGAN	International Smart Grid Action Network		
MAECD	Ministère des Affaires étrangères, du Commerce et du Développement		



CanmetÉNERGIE
www.rncan.gc.ca