

LE RÉSEAU INTELLIGENT

UNE DÉMARCHE PRAGMATIQUE

Un document de discussion « bilan » présenté par
l'Association canadienne de l'électricité



Canadian
Electricity
Association

Association
canadienne
de l'électricité





TABLE DES MATIÈRES

Sommaire	2
Introduction	3
I. Définition et objectifs du réseau intelligent	6
A) Définition	6
B) Objectifs	7
II. Les cinq capacités du réseau intelligent	9
A) Réaction de la demande	9
B) Facilitation de la production décentralisée	10
C) Facilitation de l'implantation des véhicules électriques	10
D) Optimisation de l'utilisation des installations	11
E) Détection et atténuation des problèmes	12
III. Éléments de base	15
A) Infrastructure matérielle	15
B) Infrastructure immatérielle	18
C) Représentation sommaire des éléments de base	21
IV. Difficultés croissantes, tendances émergentes et leçons retenues	22
V. Une voie d'avenir optimale	26
Conclusion	29
Sources	31

SOMMAIRE

Le secteur de l'électricité est devenu l'objet d'un intérêt stratégique accru au Canada comme ailleurs dans le monde, au vu des préoccupations de plus en plus grandes entourant les enjeux des émissions polluantes, de la sécurité et de la croissance de la demande d'énergie. Dans ce contexte stratégique un peu exacerbé, on a souvent parlé du réseau intelligent comme d'une panacée plutôt que comme de la simple poursuite de la maturation d'un réseau électrique déjà en évolution constante vers l'automatisation – et qui comportait déjà certains éléments « intelligents ».

Cette situation a malheureusement entraîné une hausse des attentes de la clientèle, qui restent encore à combler. C'est ainsi que l'industrie se retrouve à un carrefour, où l'enthousiasme initial moussé par l'effervescence de l'industrie est appelé à céder le pas à une attitude plus pragmatique, plus prudente. Mais on ne saurait trop insister sur le fait qu'il est impossible de poursuivre le déploiement du réseau intelligent sans le consentement de la clientèle.

Pour progresser vers le déploiement d'un réseau intelligent qui soit à la fois avantageux pour les intervenants concernés et largement accepté par la clientèle, il importe de comprendre exactement ce qu'est un réseau intelligent. Il existe plusieurs définitions pour ce concept. L'industrie canadienne de l'électricité considère quant à elle le réseau intelligent comme un ensemble d'applications axées sur l'information, rendues possibles grâce à l'automatisation accrue du réseau électrique ainsi que de l'infrastructure sous-jacente même d'automatisation et de communications. En tant que piliers du plan de mise en œuvre, les diverses applications et technologies d'automatisation doivent comporter au moins un des avantages suivants : résilience du réseau, performance environnementale et efficacité opérationnelle.

La transition vers un réseau plus automatisé – dans l'optique de profiter des avantages que nous venons de mentionner – comporte des changements et des améliorations qui touchent toute la chaîne de valeur du

réseau, qu'il s'agisse du mode de fonctionnement des fournisseurs d'électricité, du mode de structuration du réseau ou du mode d'interaction entre l'utilisateur final et l'infrastructure du réseau. On peut classer ces changements en cinq catégories, qui constituent les caractéristiques ou capacités essentielles du réseau intelligent : réaction de la demande, facilitation de la production décentralisée, facilitation de l'implantation des véhicules électriques, optimisation de l'utilisation des actifs et détection et atténuation des problèmes. L'infrastructure matérielle, comme les compteurs intelligents, les dispositifs de réseau, les dispositifs de stockage de l'énergie et les appareils électriques intelligents, ainsi que l'infrastructure immatérielle, tels les normes d'interopérabilité, les protocoles de cybersécurité, le spectre de 1,8 Ghz et la mobilisation des intervenants, représentent les éléments de base des cinq capacités essentielles. À chacune de ces caractéristiques et à chacun de ces éléments de base est lié le souci d'améliorer l'expérience du client par l'offre de nouveaux services, une réduction des frais de livraison de ces services et des temps de réponse plus rapides.

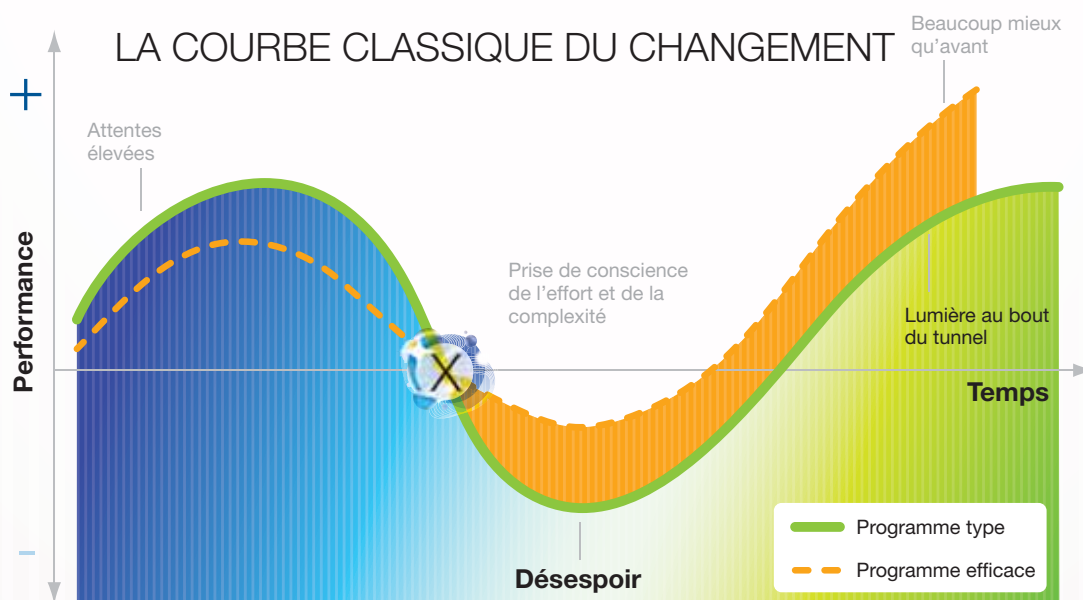
Forts de cette compréhension de la nature du réseau intelligent, il importe de se pencher sur les difficultés croissantes et les premières leçons retenues afin d'évaluer comment, en tant que secteur, nous devons nous adapter afin de pouvoir aller de l'avant. Les aspects de la sécurité, du respect de la vie privée, des coûts de mise en œuvre et de la mobilisation des intervenants ont, chacun, soulevé jusqu'à maintenant des préoccupations. Les décideurs, les organismes de réglementation et les entreprises d'électricité doivent travailler ensemble pour faire en sorte que notre actionnaire collectif - notre clientèle - reconnaisse pleinement la valeur de chaque élément installé du réseau intelligent.

De façon générale, le bien-fondé de l'automatisation n'a plus à être démontré et l'industrie de l'électricité profitera aussi de la valeur de l'automatisation. La question qui demeure n'est pas celle de l'éventualité de ce changement, mais plutôt de savoir *quelles seront les technologies implantées, qui en déterminera le rythme et quel sera le niveau d'acceptation du public*. Ce document se veut une base de discussion quant à la manière dont, collectivement, nous passerons par les phases des « attentes élevées » et de la « vallée du désespoir » pour atteindre l'« amélioration continue ». Il nous faudra, dans cette optique, affronter la réalité, élaborer une vision et communiquer notre foi en ce processus.

INTRODUCTION

Pour certains, le terme « réseau intelligent » n'est déjà plus synonyme de nouveauté. Certains gouvernements, comme celui de l'Ontario, doivent défendre le déploiement de ce réseau devant un public qui est de plus en plus méfiant à l'égard des compteurs intelligents et de la tarification selon la période d'utilisation, qui se montre réticent vis-à-vis des projets de production décentralisée dans son voisinage et qui a tardé à manifester de l'intérêt pour les véhicules électriques. En outre, les organismes de réglementation de l'électricité examinent avec attention les coûts et les avantages qu'il comporte pour les clients des entreprises d'électricité, alors que celles-ci se demandent si l'équipement de réseau intelligent offert aujourd'hui est aussi « intelligent » que ses promoteurs le prétendent.

Ainsi, malgré les avantages théoriques et certaines réussites précoces réelles, le réseau intelligent semble traverser une phase critique de son évolution. Un conseiller en gestion du changement ayant le sens du drame pourrait dire à cet égard que certains aspects du réseau intelligent sont dans la phase dite de « la vallée du désespoir », qui suit souvent celle des « attentes élevées » et précède celle de l'« amélioration continue » dans un graphique type illustrant les phases du changement.



ATTENTES ÉLEVÉES

Le concept du réseau intelligent est intuitif et séduisant. La numérisation a radicalement changé le monde de la téléphonie, le mécanicien utilise plus souvent l'ordinateur de diagnostic que la clé, Internet a transformé la pratique du magasinage et le courriel a remplacé la note manuscrite. Ce n'était donc qu'une question de temps avant que le réseau électrique, reconnu par plusieurs comme le dispositif le plus considérable au monde, soit lui aussi automatisé.

Plus important, le réseau intelligent apporte en outre une réponse plausible à une question d'une grande importance : comment, en tant que société, rassemblerons-nous les éléments requis pour faire en sorte que notre utilisation de l'énergie soit durable pour les générations futures ? Entre autres avantages, le réseau intelligent facilite l'intégration des énergies éolienne, solaire et géothermique; il permet qu'une voiture soit (en grande partie) mue par de l'hydro-électricité plutôt que par les carburants fossiles classiques; enfin, il procure à la clientèle les connaissances et les outils lui permettant de faire les bons choix.

C'est le monde des fournisseurs ayant développé les équipements et logiciels nécessaires à l'implantation de ce réseau qui a le plus ardemment fait valoir ce point de vue. Dans une publicité récente, on voit un épouvantail danser sur les lignes

électriques en chantant le classique « Si seulement j'avais un cerveau » du Magicien d'Oz; de la même manière, on a demandé au président Obama d'« adopter l'objectif de donner à chaque foyer et entreprise l'accès à des renseignements opportuns et utiles sur leur consommation d'énergie... [afin de] libérer les forces de l'innovation dans les ménages et entreprises... de mettre en valeur la capacité des millions de gens de réduire les émissions de gaz à effet de serre – et de faire économiser des milliards de dollars aux consommateurs ». ¹ Cela fait maintenant partie du marketing.

Les gouvernements, à l'image de l'administration Obama actuelle, ont eux-mêmes joué un rôle dans le cycle de l'expression des attentes élevées, faisant valoir les compteurs intelligents comme moyen pour les clients d'économiser de l'argent (plutôt que de modifier les habitudes de consommation de manière à mieux optimiser les installations de production) et prétendant que les progrès liés au réseau permettraient le raccordement d'une offre quasi illimitée de production variable. Certaines entreprises d'électricité ont également sous-estimé le volume et la précision des communications et des mises en relation nécessaires pour changer un bassin de clients composé d'utilisateurs d'électricité passifs en intervenants actifs du marché.

¹ A Letter to the President of the United States. le 5 avril 2010, Google Inc. et al., traduction libre.

LA VALLÉE DU DÉSESPOIR

C'est ce mouvement de réticence de la part de la clientèle qui a mené, dans le cas de certaines technologies déployées dans certaines entités géographiques, à ce qu'on a nommé de manière plutôt hyperbolique la « vallée du désespoir ». Des questions ont été soulevées quant aux avantages du réseau intelligent par ceux qui paient les tarifs imposés, de sorte qu'un examen plus poussé de sa rentabilité sous-jacente semble en cours à l'échelle de l'industrie.

Ce phénomène n'est toutefois pas nouveau. Durant leurs premières années d'existence, les grands mouvements de changement technologique sont presque toujours l'objet d'attentes excessives et provoquent des déceptions. Un des exemples qui illustrent le mieux ce phénomène est l'arrivée d'Internet. On croyait au départ que le magasinage en ligne supplanterait rapidement la fréquentation des commerces, une bulle boursière s'est formée, les attentes ont été modifiées en fonction du rythme du changement et la bulle a éclaté. Cela démontre que le magasinage en ligne reposait au départ sur une fausse prémisse. Lorsque la poussière fut retombée, les applications en ligne fortes sont restées et une meilleure compréhension de l'espace a mené à un processus d'amélioration continue. La vitesse à laquelle les entreprises d'électricité et d'autres intervenants traduiront les leçons apprises en pratiques exemplaires déterminera celle à laquelle le réseau intelligent évoluera vers cette montée régulière finale.

AMÉLIORATION CONTINUE

Comme pour le magasinage en ligne, on trouve, au cœur du réseau intelligent, un concept rationnel ayant une valeur réelle. L'automatisation accrue du réseau électrique améliorera sa performance et permettra l'intégration d'applications et utilisations diverses. Cette amélioration dépendra toutefois d'une myriade de facteurs propres aux entreprises d'électricité, dont l'ensemble de sources d'énergie utilisées, les infrastructures déjà en place et leurs relations avec leur clientèle.

Ce document tente d'expliquer la fonction générale du réseau intelligent dans le contexte canadien et les avantages qu'il offre aux clients et aux exploitants de réseaux. Il établit aussi les conditions nécessaires pour que tous les intervenants se concertent en vue de l'amélioration continue du réseau intelligent. Car, peu importe le nom qu'on veut lui donner, le réseau intelligent est en marche – et c'est bien ainsi.

I. DÉFINITION ET OBJECTIFS DU RÉSEAU INTELLIGENT



A) Définition

Le réseau intelligent repose sur un large éventail de visions pour un large éventail d'intervenants. En raison de cette diversité de conceptions et de la complexité des technologies en présence, il n'est pas étonnant qu'il ait donné lieu à un certain nombre de définitions et explications. Voici trois exemples de définitions présentées récemment par des autorités crédibles :

- » « Un réseau intelligent est un réseau d'électricité moderne. Il repose sur le recours à des capteurs, à des dispositifs de surveillance et de communication, à l'automatisation et à l'informatique pour améliorer la souplesse, la sécurité, la fiabilité, l'efficacité et la sûreté du service d'électricité. »²
- » « Le réseau intelligent rend le service d'électricité en place « intelligent » en mettant en liaison et en appliquant des systèmes de communication transparents qui peuvent : recueillir et stocker des données et les convertir en information dynamique; faire circuler l'information dans toutes les directions entre les éléments du réseau électrique « intelligent »; permettre la commande automatisée en réaction à cette information. »³

- » « Réseau d'acheminement de l'énergie largement décentralisé et automatisé, le réseau intelligent se caractérisera par une circulation bidirectionnelle de l'énergie électrique et de l'information et pourra tout surveiller, qu'il s'agisse des centrales, des préférences des clients ou des appareils ménagers de chaque ménage. Il intègre les avantages de l'informatique répartie et des communications pour produire une information en temps réel et permettre l'équilibrage quasi-instantané de l'offre et de la demande au niveau du dispositif. »⁴

Des thèmes clés émergent de ces définitions : la communication, l'intégration et l'automatisation dans une optique de durabilité, d'économie et de sûreté. Le présent document, qui les intègre, offre la définition suivante du réseau intelligent : le réseau intelligent est un ensemble d'applications axées sur l'information, rendues possibles par l'automatisation accrue du réseau électrique ainsi que par l'automatisation sous-jacente même; cet ensemble de technologies intègre le comportement et les actions de tout le matériel et de toutes les charges raccordées par le truchement de capacités de communication dispersées dans l'optique d'assurer un approvisionnement en électricité durable, économique et sûr. C'est à partir de cette définition que nous nous pencherons sur les objectifs du réseau intelligent.

² *Enabling Tomorrow's Electricity System: Report of the Ontario Smart Grid Forum*, http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/smart_grid/Smart_Grid_Forum-Report.pdf, traduction libre.

³ Miles Keogh, *The Smart Grid: Frequently Asked Questions for State Commissions*, The National Association of Regulatory Utility Commissioners, mai 2009, p. 2, traduction libre.

⁴ *The Smart Grid: An Introduction*. U.S. Department of Energy: [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages\(1\).pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages(1).pdf), traduction libre

B) Objectifs

Compte tenu de la définition établie ci-dessus, les investissements dans un réseau intelligent doivent soutenir au moins un des objectifs suivants : rehausser la résilience du réseau, améliorer la performance environnementale et assurer l'efficacité opérationnelle, y compris la sécurité au travail.

RÉSILIENCE

La fiabilité du réseau est une exigence non négociable. Une étude menée en 2004 par des chercheurs du Berkeley National Laboratory a conclu que les interruptions de service représentaient un coût annuel de 80 milliards de dollars pour l'économie des États-Unis; d'autres chiffrent ce coût à 150 milliards par an.⁵ La North American Electric Reliability Corporation a par ailleurs souligné que « l'intégration fiable à forte échelle de ressources variables – éolien, solaire, océanique et certaines formes d'hydroélectricité – au réseau de production-transport nord-américain exigera d'importants changements aux modes traditionnels de planification et d'exploitation des réseaux. »⁶ Les promoteurs du réseau intelligent estiment qu'il facilitera ces changements en permettant d'accroître l'offre et en améliorant les fonctions correctrices en cas de

problème. Même si le réseau intelligent peut effectivement rehausser à certains égards la sécurité, la technologie d'information accrue qu'il nécessite peut, par contre, le rendre plus vulnérable que le réseau classique aux cyberattaques et, de ce fait, menacer de façon très réelle sa fiabilité.

PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE

De plus en plus, les représentants politiques, les intervenants environnementaux et le grand public se tournent vers le secteur de l'électricité pour qu'il réduise les émissions liées à la production d'électricité et permette des baisses d'émissions supplémentaires en remplaçant les carburants fossiles liquides dans le secteur des transports. On s'attend à ce que le réseau intelligent favorise des réductions d'émissions de carbone en facilitant la production d'électricité renouvelable, en permettant de remplacer les véhicules conventionnels par des véhicules électriques, en abaissant la consommation d'énergie des clients et en atténuant les pertes d'énergie du réseau. Chacun de ces effets positifs exige que les opérateurs de réseau disposent d'une information vitale qui, traditionnellement, n'a pas été à leur disposition; or, l'automatisation de la distribution leur procure ces outils.

⁵ Kristina Hamachi LaCommare and Joseph H. Eto, *Understanding the Cost of Power Interruptions to U.S. Electricity Consumers*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, septembre 2004, p. ex., figure ES 1 entre autres sujets traités dans le document: <http://certs.lbl.gov/pdf/55718.pdf>.

⁶ *Accommodating High Levels of Variable Generation*, rapport spécial de la North American Electric Reliability Corporation, Princeton, New Jersey, avril 2009, sommaire, http://www.nerc.com/files/IVGTF_Report_041609.pdf (août 2010), traduction libre.

EFFICACITÉ OPÉRATIONNELLE

Le développement et le déploiement du réseau intelligent entraîneront des coûts importants, mais si son implantation se fait de manière pragmatique, il devrait permettre une efficacité opérationnelle qui compense ces coûts. Le monde de l'électricité a traversé une phase de croissance dans les années 1970 et 1980 et ses infrastructures vieillissantes sont sur le point de devoir être remplacées. On prévoit d'ailleurs que l'industrie canadienne de l'électricité investira 11 milliards de dollars au seul chapitre du remplacement d'infrastructures existantes au cours de chacune des vingt prochaines années. C'est un coût qu'il faudra assumer peu importe que le réseau soit automatisé ou non. Par rapport au remplacement des installations déjà en place par des installations identiques, le réseau intelligent, s'il est planifié de manière pragmatique, assure les mises à niveau technologiques qui procureront un rendement positif sur les investissements tout au long du cycle de vie déployé, grâce à une réduction de la demande d'énergie, à des économies sur les coûts de l'ensemble du réseau et de la marge de réserve, à des coûts d'entretien et de service plus bas (p. ex., diminution de l'inspection manuelle des compteurs), à une réduction des pertes de réseau et à l'offre de nouveaux services aux clients.

Bien que certains avantages au chapitre de l'efficacité opérationnelle s'intègrent bien à un plan d'affaires, notamment la réduction des pertes de ligne ou l'amélioration de la gestion des actifs, certains éléments reposent sur une évaluation sociale de leur importance plutôt que sur un calcul comptable de leur « valeur ». Par exemple, depuis les années 1960, on a mis en place de nouvelles subdivisions en privilégiant l'enfouissement souterrain des lignes de distribution. Cette pratique comporte des avantages concrets et mesurables (p. ex., prolongement de la durée de vie des fils en raison de leur non-exposition aux éléments), mais aussi des avantages intangibles (p. ex., la valeur esthétique de ne pas voir les fils du réseau de distribution obstruer le paysage).

Ce concept d'efficacité opérationnelle tangible par opposition à l'efficacité opérationnelle intangible peut également être appliqué à la sécurité au travail, un enjeu que les entreprises canadiennes d'électricité prennent très au sérieux. Cet engagement en faveur de milieux de travail sûrs est favorisé par plusieurs fonctionnalités offertes par le réseau

intelligent, notamment la possibilité de réduire les temps de déplacement consacrés à la relève des compteurs, d'alerter les travailleurs en cas d'illotage et de permettre l'exécution à distance de certaines réparations. Éviter les blessures comporte sans contredit des avantages opérationnels tangibles, dont la réduction des blessures invalidantes, mais aussi des avantages intangibles liés à la santé et à la sécurité pour les travailleurs, dont le travail est rendu plus sûr.

Il est difficile de quantifier de telles améliorations opérationnelles dans le cadre d'une étude de rentabilité, mais comme pour le cas de l'enfouissement des fils, lorsque leur importance a été démontrée, de préférence à leur simple valeur comptable, ils sont susceptibles de devenir la nouvelle norme de l'industrie.



II. LES CINQ CAPACITÉS DU RÉSEAU INTELLIGENT



Le passage à un réseau plus automatisé – dans la poursuite d'avantages aux plans de l'environnement, de l'efficacité et de la résilience – implique des changements et des améliorations dans toute la chaîne de valeur du réseau, qu'il s'agisse du mode d'exploitation utilisé par le fournisseur d'électricité, du mode de structuration du réseau ou du mode d'interaction entre l'utilisateur et l'infrastructure du réseau. Ces changements peuvent être classés en cinq grandes catégories et constituent les caractéristiques ou « capacités » clés du réseau intelligent.

A) Réaction de la demande

Cette capacité concerne la possibilité pour l'utilisateur ou l'opérateur de modifier la demande d'électricité à un moment donné à l'aide de données en temps réel. La réaction de la demande peut prendre la forme d'un comportement actif du client à la suite de divers signaux, en général le prix de l'électricité au compteur, ou peut être automatisée par l'intégration d'appareils ménagers intelligents et de dispositifs du client qui réagissent aux signaux transmis par l'entreprise d'électricité, en fonction de la stabilité du réseau et des paramètres de charge. Par exemple, un chauffe-eau résidentiel peut être mis hors tension par une entreprise d'électricité devant faire face à des charges électriques élevées durant une journée chaude ou pourrait être programmé par son propriétaire pour être mis sous tension uniquement durant les heures creuses. Une gestion active de la demande peut contribuer à

atténuer les courbes de charge, ce qui, par ricochet, peut permettre de réduire les marges de réserve requises établies par les producteurs d'électricité. Certains projets pilotes ont déjà produit des résultats à ce chapitre : le projet Olympic Peninsula, piloté par le Pacific Northwest National Laboratory du ministère de l'Énergie des É.-U., a permis de réduire la consommation en période de pointe de 15 pour cent. Un projet semblable mené par Constellation Energy à Baltimore, au Maryland, s'est traduit par une baisse de la demande de pointe d'au moins 22 pour cent — et de jusqu'à 37 pour cent.⁷

Jusqu'à maintenant, cette capacité a été déployée dans plusieurs territoires de compétence du Canada; toutefois, la valeur de la technologie est liée à un certain nombre de facteurs. Le premier est évidemment l'assentiment des clients. Si ceux-ci n'adhèrent pas aux programmes de réduction volontaire des charges de l'entreprise d'électricité ou n'acquiescent pas les appareils ménagers intelligents requis, les programmes axés sur la réaction de la demande auront peu d'effets. En outre, si l'ensemble de sources d'énergie utilisées dans un territoire de compétence donné lui permet de s'adapter de manière économique à la demande d'électricité, la valeur de ces programmes est diminuée. En Alberta, par exemple, la puissance moyenne divisée par la production de puissance de pointe, ou « facteur de charge », pour la province est d'environ 80 pour cent, ce qui est assez élevé. Dans ce contexte, la valeur des programmes d'écrêtage de la charge est diminuée par rapport à d'autres territoires de compétence du Canada affichant des facteurs de charge moindres.

Il importe de souligner que la réaction de la demande et la conservation de l'énergie sont deux notions différentes. Une réaction de la demande réussie atténue les niveaux de consommation sur une période de 24 heures, mais ne favorise pas une baisse de la consommation. Les technologies de réseau intelligent favorisant une réduction de la consommation d'électricité comprennent l'infrastructure de comptage avancé et le réseau domestique qui, tous deux, assurent au client la maîtrise de sa consommation d'énergie.

⁷ David Biello, *The Start-Up Pains of a Smarter Electricity Grid*, Scientific American, 10 mai 2010, <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=start-up-pains-of-smart-grid> (septembre 2010).

B) Facilitation de la production décentralisée

La réaction de la demande consistant en la gestion des sorties du réseau, la facilitation de la production décentralisée est la gestion de ses entrées. Certains intervenants de l'industrie parlent de « l'atteinte de l'équilibre circulatoire » pour désigner la gestion combinée de ces deux aspects.

Jusqu'à maintenant, le réseau a toujours été centralisé, les électrons circulant dans une seule direction, à partir des installations de production, par le truchement des lignes de transport et de distribution jusqu'au client. Un des éléments du réseau intelligent permet simultanément la circulation et la mesure dans les deux directions, de sorte que de petits producteurs locaux peuvent acheminer vers le réseau l'électricité qu'ils ont produite, mais qu'ils n'ont pas utilisée, et pour laquelle ils pourront être rétribués justement. Cependant, le vent et le soleil procurent de l'énergie en fonction de leur propre horaire, et non selon les besoins du réseau. Le réseau intelligent est conçu pour gérer le caractère intermittent de la production renouvelable par le truchement d'éléments perfectionnés et localisés de surveillance, de répartition et de stockage.

En Ontario, la Commission de l'énergie a décrété qu'il incombait au producteur d'atténuer tout effet négatif possible des dispositifs d'alimentation raccordés sur le réseau de distribution au chapitre des variations de tension et de la qualité de l'onde électrique. Toutefois, la solution optimale pouvant permettre d'y parvenir est toujours à l'étude.

En plus des défis liés à l'intermittence, la production décentralisée peut causer des situations d'« îlotage », par lesquelles des sections de réseau sont sous tension même en l'absence d'électricité produite par l'entreprise d'électricité. L'îlotage peut être très dangereux pour les employés de l'entreprise d'électricité, qui peuvent ignorer que certains conducteurs sont restés sous tension durant une panne de courant. Idéalement, un processus d'information en temps réel permettra aux clients

« îlotés » de demeurer en service sans qu'il y ait risque pour les travailleurs de l'entreprise d'électricité.

À nouveau, l'automatisation assurée par le réseau intelligent offre un moyen à cette fin. Lorsque la Louisiane a été frappée par l'ouragan Gustave, le 1^{er} septembre 2008, un îlot de quelque 225 000 clients débranchés du réseau principal s'est formé. Selon Entergy, l'entreprise d'électricité responsable, « des synchrophaseurs équipant des barres collectrices clés du réseau d'Entergy ont fourni l'information dont avaient besoin les opérateurs pour maintenir le fonctionnement fiable du réseau. »⁸ Cette technologie a permis à l'entreprise d'électricité d'économiser un montant de deux à trois millions de dollars en frais de rétablissement et de continuer d'assurer le service à tous les clients (ce qui a également permis d'éviter des pertes financières aux entreprises de la région).⁹

C) Facilitation de l'implantation des véhicules électriques

Le réseau intelligent peut aussi faciliter d'autres technologies avantageuses. Plus particulièrement, il peut favoriser des modèles de charge et de tarification perfectionnés pour l'alimentation des véhicules électriques (VE). Une infrastructure de comptage avancé permettrait aux clients de recharger les batteries de ces véhicules durant les heures creuses selon les prix prévus et les habitudes d'utilisation des véhicules, alors que le comptage bidirectionnel pourrait donner la possibilité de revendre l'énergie accumulée durant les heures de pointe. Même si une pénétration importante des VE n'est prévue que dans un horizon de moyen à long terme, certaines villes et régions ont entrepris des expériences, dont la réalisation exige la présence d'un réseau intelligent.

⁷ Floyd Galvin et Chuck Wells, « Detecting and Managing the Electrical Island Created by Hurricane Gustav », *Success Stories*, North American Synchrophasor Initiative, p. 1, http://www.naspi.org/stories/pilot_fundamental/entergy_hurricane_gustav.pdf, traduction libre.

⁸ Galvin et Wells, 2.

Cet aspect du réseau intelligent illustre bien les risques que courent les entreprises d'électricité d'être prises de court. Plusieurs décideurs et fabricants automobiles soulignent avec raison que le déploiement à grande échelle d'une infrastructure de recharge pourrait contribuer à inciter les clients à opter pour des véhicules électriques. Bien que cela soit vrai, il nous faut reconnaître que cette seule mesure ne suffira pas à modifier les comportements des clients; tant que l'industrie automobile n'aura pas découvert une technologie innovatrice, les véhicules électriques resteront relativement coûteux et auront une autonomie limitée. C'est pourquoi la prudence exige que les investissements des entreprises d'électricité dans ce type d'infrastructure suivent l'évolution des habitudes d'achat de leurs clients plutôt que de favoriser les conditions d'établissement d'un changement de source d'énergie qui repose encore largement sur d'éventuelles percées technologiques. Si les entreprises d'électricité investissent dans des infrastructures maintenant et si le marché des VE met plus de temps que prévu à se développer, leurs clients pourraient ne pas se sentir bien servis.

D) Optimisation de l'utilisation des installations

La surveillance à l'échelle de tout le réseau offre la possibilité de réduire les pertes d'énergie, d'améliorer la répartition, de rehausser la stabilité et de prolonger la durée de vie des infrastructures. Par exemple, elle permet un entretien opportun, un équilibrage efficace de l'offre et de la demande selon une optique économique, opérationnelle et environnementale ainsi que la détection des surcharges des transformateurs et conducteurs. Comme l'affirme Miles Keogh, directeur des Subventions et de la Recherche à la National Association of Regulatory Utility Commissioners des É.-U., dans un document récent, l'optimisation du réseau peut être assurée « par la détection des surcharges aux transformateurs et conducteurs, la commande de la puissance réactive (volt/var), l'équilibrage des phases, l'identification des commutateurs anormaux et plusieurs autres moyens d'améliorer la gestion des pointes de charge ». C'est pourquoi, il conclut que « même si le compteur intelligent est peut-être devenu la tête d'affiche du



réseau intelligent, les capteurs perfectionnés, les synchrophaseurs et les systèmes d'automatisation de la distribution sont des exemples d'équipements qui deviendront encore plus importants pour exploiter toute la valeur du réseau intelligent » .¹⁰

Par exemple, la surveillance du réseau intelligent aide les entreprises d'électricité à évaluer les problèmes de proximité des lignes avec les arbres, en particulier en ce qui concerne la croissance de ceux-ci, une croissance forte se traduisant par une hausse importante du nombre de brefs sursauts de tension qui se produisent. Une détection précoce de ces courts contacts des lignes avec les arbres aidera les entreprises d'électricité à gérer leurs programmes « juste à temps » de gestion de la végétation et à dépêcher efficacement leurs équipes dans les « zones problématiques » appropriées.

En outre, l'amélioration du réseau et, en particulier, de la visualisation et de la surveillance, permettra aux « opérateurs d'observer la tension et les formes d'onde du réseau de production-transport à des niveaux de détail très élevés ». Cette capacité permettra, par ricochet, « d'avoir une compréhension plus approfondie de la stabilité en temps réel du réseau électrique ainsi que des effets du processus de répartition et d'exploitation du producteur », ce qui fera en sorte que les opérateurs « pourront optimiser chaque producteur et groupe de producteurs afin d'améliorer la stabilité du réseau dans les conditions de stress élevé ».¹¹

E) Détection et atténuation des problèmes

Plusieurs clients des entreprises d'électricité ne se rendent pas compte du caractère limité de l'information dont disposent actuellement les opérateurs de réseau, en particulier au palier de la distribution. Lorsqu'une panne se produit, par exemple, on dresse une carte des appels des clients pour délimiter la zone géographique touchée, ce qui permet ensuite aux ingénieurs de l'entreprise d'électricité de déterminer quelles lignes, quels transformateurs et quels commutateurs sont susceptibles d'être en cause et ce qu'ils doivent faire pour rétablir le service. Il n'est pas rare, d'ailleurs, qu'un représentant du service à la clientèle de l'entreprise d'électricité demande au client qui l'appelle de sortir de son domicile pour évaluer l'envergure de la panne dans son voisinage. Cela témoigne du degré élevé de fiabilité dont bénéficient les clients des entreprises d'électricité, dont la plupart n'ont jamais vécu cette expérience, mais aussi du caractère désuet du réseau.

Même si on se sert depuis longtemps de systèmes SCADA et autres de gestion de l'énergie pour surveiller les réseaux de transport, la visibilité dont ont bénéficié les réseaux de distribution a été limitée.

Toutefois, à mesure qu'on demandera de plus en plus que le réseau s'acquitte des quatre capacités précédemment mentionnées, les répartiteurs auront besoin d'un modèle de réseau de distribution en temps réel capable d'assurer trois fonctions : 1) *surveillance en temps réel* (de la tension, des intensités, des infrastructures essentielles) et *réaction* (raffinement de la réponse aux événements

¹⁰ Keogh, 4.

¹¹ *Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects*, EPRI, janvier 2010, pp. 4-21 (juillet 2010).

surveillés); 2) *anticipation* (ou ce que certains spécialistes de l'industrie appellent la « simulation de prévision rapide »); 3) *isolation* du lieu de la défaillance (pour prévenir les cascades).

Quel que soit le jour aux États-Unis, environ « 500 000 clients sont privés de courant durant deux heures ou plus »¹² ce qui coûte à l'économie de ce pays entre 70 et 150 milliards de dollars par an.¹³ Cet impact important sur l'activité économique constitue un incitatif de premier ordre au déploiement du réseau intelligent, dont on s'attend à ce qu'il réduise les pannes mineures par une détection et une isolation améliorées des problèmes ainsi qu'une intégration du stockage. On s'attend aussi à pouvoir atténuer la probabilité de mégapannes comme celle qui a touché la plus grande partie de la côte est en 2003.

La mégapanne de 2003 a privé d'électricité plus de 50 millions de personnes, et ce, durant deux jours dans certains cas. On estime qu'elle a coûté six milliards de dollars et entraîné au moins onze décès.¹⁴ Une analyse des causes fondamentales a révélé qu'elle ne pouvait s'être déclenchée d'une manière plus banale : une ligne électrique a touché des branches d'arbre dans le nord de l'Ohio. Une alarme a omis de se déclencher à l'entreprise d'électricité locale, d'autres lignes ont également touché des arbres et, en peu de temps, on a assisté à un effet de cascade – un domino de défaillances – dans huit États et une province canadienne.

Avec une surveillance appropriée, comme le permettent désormais les innovations du réseau intelligent, certains promoteurs croient qu'une panne en cascade semblable à celle de 2003 deviendrait une éventualité si lointaine qu'elle en serait presque inconcevable.¹⁵ Une surveillance intelligente sur un réseau plus intelligent permet la détection précoce et localisée des problèmes de sorte que les événements ponctuels peuvent être isolés et que des mesures d'atténuation peuvent être implantées pour minimiser les impacts sur le reste du réseau. Le système actuel d'acquisition et de contrôle de données (SCADA), développé en grande partie il y a plusieurs décennies, a fait un travail décent de surveillance et d'intervention. Mais il a ses limites : la détection et la surveillance qu'il assure ne couvrent pas une partie assez importante du réseau; le processus de coordination entre les entreprises d'électricité en cas d'urgence est extrêmement lent; les protocoles de commande utilisés par les entreprises d'électricité sont souvent incompatibles – c.-à-d., ne sont pas interexploitables.

¹² Massoud Amin et Phillip F. Schewe, « Preventing Blackouts: Building a Smarter Power Grid », *Scientific American*, 13 août 2008, <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=preventing-blackouts-power-grid&page=3>, traduction libre.

¹³ Scientific American affirme que les estimations fixent les pertes financières annuelles résultant de toutes les pannes aux États-Unis à entre 70 et 120 milliards de dollars, alors que la NARUC les évalue à entre 80 et 150 milliards.

¹⁴ JR Minkel, « The 2003 Northeast Blackout – Five Years Later », *Scientific American*, 13 août 2008, <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=2003-blackout-five-years-later>.

¹⁵ Amin et Schewe.

Si l'Ohio avait déjà disposé d'un réseau intelligent en août 2003, le cours de l'histoire aurait peut-être été différent. Tout d'abord, selon Massoud Amin et Phillip Schewe, qui ont rédigé un article dans le *Scientific American* sur le sujet, « des dispositifs d'anticipation des défaillances ... auraient détecté les signaux anormaux et redirigé le courant... pour isoler la défaillance plusieurs heures avant que la ligne ne tombe en panne. »¹⁶ De même, « des simulateurs de prévision auraient décelé une probabilité anormalement élevée de défaillance de la ligne en question et un logiciel autoconscient ... aurait exécuté des scénarios de défaillances pour déterminer la mesure correctrice appropriée. » Les opérateurs auraient par la suite mis en œuvre des mesures correctrices. Des dispositifs de défense auraient en outre été ajoutés : « Si la ligne était tombée en panne plus tard, le réseau de capteurs aurait détecté une fluctuation de tension et aurait communiqué avec les processeurs des postes du voisinage. Ceux-ci auraient redirigé le courant vers d'autres parties du réseau. » Bref : les clients n'auraient perçu rien d'autre qu'un bref papillotement de l'éclairage. Plusieurs ne se seraient même pas rendu compte du problème. »¹⁷ Les opérateurs

des entreprises d'électricité soulignent que le réseau intelligent ne sonne pas la fin des pannes de courant; toutefois, dans certaines circonstances, comme celles que nous venons de mentionner, toute atténuation s'avérerait effectivement très précieuse.

Un réseau plus fiable est également plus sûr. Tout d'abord, comme nous l'avons déjà mentionné, la technologie du réseau intelligent permet l'« anti-îlotage » au besoin. La technologie de la détection peut faire en sorte que les exploitants d'installations de production décentralisées détectent l'îlotage et cessent sans délai de produire de l'électricité. En deuxième lieu, les pannes de courant peuvent faire que des segments plus vulnérables de la population, comme les personnes malades ou âgées, soient exposées aux éléments ou qu'on ne dispose pas du courant nécessaire pour alimenter l'équipement médical essentiel. Enfin, la sécurité est également améliorée grâce à la réduction des vols d'électricité. Comme l'a souligné BC Hydro, « les détournements d'énergie représentent un risque important pour les employés et le public en raison des dangers de violence, d'incendie et d'électrocution qui y sont liés. »¹⁸

¹⁶ Amin et Schewe.

¹⁷ Amin et Schewe.

¹⁸ BC Hydro,

http://www.bchydro.com/planning_regulatory/projects/smart_metering_infrastructure_program/program_overview_and_status.html (octobre 2010), traduction libre.

III. ÉLÉMENTS DE BASE

Les cinq capacités que nous venons d'examiner – réaction de la demande, facilitation de la production décentralisée, facilitation de l'implantation des véhicules électriques, optimisation de l'utilisation des installations et détection et atténuation des problèmes – ont suscité un grand intérêt dans les discussions stratégiques sur le réseau intelligent. Toutefois, pour juger de leurs mérites, nous ne devons pas oublier que celle-ci est liée à leur capacité de contribuer à l'atteinte des trois objectifs fondamentaux fixés : accroissement de la résilience, amélioration de la performance environnementale et efficacité opérationnelle. En d'autres mots, nous devons examiner leur contribution en termes pratiques.

Cette question du caractère pratique donne lieu à la prise en compte des éléments de base nécessaires pour implanter les diverses capacités. La mise en place d'un réseau intelligent exigera des investissements et des changements à l'égard de l'infrastructure matérielle, assortis d'investissements et de changements touchant l'infrastructures immatérielle. Une compréhension détaillée des avantages et défis liés à ces deux exigences est nécessaire pour comprendre le bien-fondé des diverses capacités du réseau intelligent.

A) Infrastructure matérielle

La mise en place des capacités du réseau intelligent exige les investissements et changements clés suivants dans l'infrastructure matérielle :

COMPTEURS INTELLIGENTS/ INFRASTRUCTURE DE COMPTAGE AVANCÉ

Les compteurs intelligents et les systèmes d'acheminement de l'information connexes nécessaires représentent vraisemblablement l'élément de base le mieux connu et, aussi, le plus coûteux. Au 30 septembre 2009, les distributeurs d'électricité de l'Ontario avaient installé quelque 2 883 000 compteurs résidentiels et 171 000 compteurs de service général (<50 kW).¹⁹ Dans l'examen de mars 2010 de la Commission de l'énergie de l'Ontario relatif à la comptabilité réglementaire des compteurs intelligents des distributeurs d'électricité, on a répertorié des dépenses en immobilisations de 633 millions de dollars à l'égard de tous les compteurs ainsi que des dépenses de 63 millions au titre des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA).²⁰

Des compteurs intelligents pleinement activés peuvent communiquer en temps réel avec les utilisateurs et les fournisseurs d'énergie au sujet de l'utilisation et des prix de l'énergie, coordonner la consommation domestique en fonction de ces signaux et des préférences des clients et faciliter le comptage et la tarification adaptée. L'infrastructure de comptage avancé peut aussi assurer le comptage net, qui permet la livraison d'électricité sur le réseau à partir d'installations de production décentralisées résidentielles ou commerciales.

Le processus consistant à déterminer la consommation d'électricité et à la facturer en conséquence comporte des frais de transaction élevés dans le cas de la relève manuelle des compteurs, en particulier dans les régions où les distances sont importantes entre les bureaux de

¹⁹ *Sector Smart Meter Audit Review Report*, Commission de l'énergie de l'Ontario, Vérifications de la réglementation, 31 mars 2010: http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/_Documents/Audit/Smart_Meter_Audit_Review_Report.pdf.

²⁰ *Ibid.*

l'entreprise d'électricité et les compteurs à relever, comme c'est le cas en maints endroits au Canada. Un certain nombre de comptes rendus soulignent, parmi les principaux avantages de l'infrastructure de comptage avancé, l'évitement des coûts liés à la relève des compteurs. Ainsi, le Brattle Group donne un exemple théorique probant d'un réseau intelligent dans une région comptant un million de clients résidentiels, 100 000 clients commerciaux et industriels petits et moyens ainsi que 5 000 grands clients commerciaux et industriels. Si on pose l'hypothèse de coûts annuels d'EEA des compteurs de 18 millions de dollars, on obtient une valeur actuelle de 243 millions des coûts de relève évités sur un horizon de 20 ans.²¹

On dispose aussi d'une preuve empirique. FortisAlberta a installé 466 000 compteurs et automatisé 171 postes dans sa zone de service principalement rurale. Auparavant, des releveurs de compteurs à contrat parcouraient plus de six millions de kilomètres par an; la montée des frais de carburant ainsi que la hausse des coûts de main-d'œuvre ont entraîné une hausse de 1,7 million de dollars des coûts liés à la relève des compteurs de 2005 à 2006. Toutes les entreprises d'électricité qui se tournent vers la relève automatisée peuvent s'attendre à d'importantes économies de carburant et de main-d'œuvre (sans compter la réduction des émissions de CO₂ et les avantages au chapitre de la sécurité des travailleurs). En outre, les compteurs électriques étant en général les seuls compteurs ayant leur propre alimentation en électricité dans le cas des installations résidentielles (par rapport aux compteurs de gaz naturel et d'eau, qui sont alimentés par des piles), ils sont les mieux en mesure d'accomplir la tâche énergivore qui consiste à communiquer les données des compteurs aux entreprises d'électricité. Cette synergie peut justifier de manière importante le bien-fondé de la relève automatisée pour chaque entreprise d'électricité concernée.

Autre avantage de l'infrastructure de comptage avancée, qui a fait l'objet de moins de discussions : elle permettra la mesure et la gestion en temps réel des charges et, de ce fait, la détection des cas de

vol (et leur atténuation subséquente). Comme l'affirme BC Hydro, la charge supplémentaire liée aux détournements d'énergie contribue à des défaillances prématurées des transformateurs, ce qui cause des pannes et accroît les coûts de remplacement des installations. C'est pourquoi l'entreprise d'électricité met en œuvre de nouvelles technologies et des outils d'analyse de l'information pour déterminer les installations faisant l'objet de détournements illégaux et pour réduire les impacts sur les clients légitimes. Au cours des trois dernières années, BC Hydro a mis un terme à plus de 1 500 détournements d'électricité, tous liés à des activités de culture de la marijuana. Une automatisation et une surveillance accrues lui permettront de détecter davantage de ces cas de vol et de le faire plus rapidement.²²

L'infrastructure de comptage avancé comporte évidemment ses défis. Compte tenu de l'absence de normes d'interopérabilité et de cybersécurité, d'autres problèmes pourraient découler de l'utilisation de systèmes fermés et exclusifs qui pourraient être incompatibles avec les normes et protocoles de communication courants et avec d'autres technologies (dont on discute davantage dans la section consacrée à l'infrastructure immatérielle, ci-dessous).

Par ailleurs, comme le réseau intelligent lui-même, l'infrastructure de comptage automatisé est un système auquel on greffe des applications. Les compteurs intelligents permettent au client de participer à la gestion de sa consommation d'électricité; profiter de cette possibilité est toutefois essentiel si l'on veut exploiter pleinement la valeur de cet important investissement.

Dans ce contexte de mise à contribution de la clientèle, en particulier, même si les compteurs intelligents ont été établis comme un élément de base important à l'appui de l'optimisation globale du réseau, les premiers déploiements n'ont pas été exempts de défis. Nous examinerons les leçons retenues plus loin dans le présent document.

²¹ Philip Q. Hanser et Ahmad Faruqui, « Wise Energy Use & Smart Grid Strategy », présentation du Brattle Group, 2009, p. 8, traduction libre.

²² Voir: « Electricity Theft" BC Hydro », http://www.bchydro.com/safety/marijuana_grow_ops.html. [Nécessité de préciser les avantages de la détection progressive par le biais de la technologie du réseau intelligent par rapport au statu quo en matière de détection des vols].

DISPOSITIFS DE RÉSEAU ET AMÉLIORATIONS

Des améliorations devront être apportées au réseau pour y intégrer les installations de production renouvelable et décentralisée. Ces améliorations toucheront notamment les systèmes de surveillance – davantage de sites, dotés de meilleurs dispositifs de visualisation et de simulation, ainsi qu’un meilleur processus de traitement de données à l’échelle du réseau. On y ajoutera aussi des dispositifs perfectionnés de régulation de la tension, de détection des défaillances et de numérisation ainsi que des pratiques de protection du réseau (automatique). Ces améliorations permettront de limiter les pertes, d’optimiser l’intégration des ressources décentralisées et des véhicules électriques et de rehausser la résilience du réseau. Le réseau de distribution, en particulier, par opposition au réseau de transport déjà passablement « intelligent », pourrait bénéficier grandement de l’optimisation centralisée que permettront la surveillance et la commande à distance.

Le défi qu’ont à relever les entreprises d’électricité consiste à intégrer les divers flux de données opérationnelles dans des outils cohérents qui accroîtront les décisions de planification et autres touchant les installations, comme l’analyse des équipements et des flux. Plusieurs intervenants de l’industrie parlent à cet égard d’un éventuel « tsunami de données » et les fournisseurs travaillent



d’arrache-pied pour mettre au point les applications logicielles nécessaires pour le traitement des téraoctets et même des pétaoctets de données devant permettre de produire de l’information concrète destinée à faciliter le processus de décision des entreprises d’électricité. Toutefois, la rapidité de développement des technologies fait planer la possibilité que ce qui est actuellement un réseau de pointe devienne désuet au bout de quelques années. Cette préoccupation a incité au moins une entreprise canadienne d’électricité à réexaminer récemment ses délais d’implantation d’un système complet de gestion de la demande.

STOCKAGE DÉCENTRALISÉ DE L’ÉNERGIE

Le stockage décentralisé de l’énergie permet d’optimiser la stabilité de l’alimentation et, ainsi, de réduire les pertes de réseau, de diminuer les pannes et d’améliorer la qualité de l’onde électrique. Le stockage local favorise aussi une pénétration accrue des ressources renouvelables et fera en sorte que leur intégration ne réduise pas la stabilité et la fiabilité de l’offre d’énergie. Le principal obstacle au recours à des solutions de stockage souples supplémentaires comme des batteries ou l’accumulation par pompage est leur coût relativement élevé. Les véhicules électriques branchables pourraient permettre le stockage décentralisé, mais il faudra attendre encore plusieurs années avant qu’ils soient implantés à grande échelle et on ne peut encore vraiment évaluer l’envergure de leur contribution au processus de stockage.

APPAREILS MÉNAGERS

Pour profiter pleinement du réseau intelligent, les clients devront disposer d’appareils ménagers en mesure de communiquer avec un réseau domestique qui optimisera la consommation d’électricité selon des signaux de marché (et selon les limites fixées par les clients). L’envergure des remplacements et rattrapages requis – un changement qui touchera des millions de ménages – présente certains défis manifestes au chapitre de l’influence réciproque des technologies, de la normalisation entre les fournisseurs et du comportement des clients.

B) Infrastructure immatérielle

L'infrastructure immatérielle requise concerne les enjeux suivants :

NORMES ET PROTOCOLES DE COMMUNICATION INTEREXPLOITABLES

Selon Arshad Mansoor, spécialiste des réseaux intelligents à l'Electric Power Research Institute de Californie, une des leçons retenues de la mégapanne de 2003 est que « vous ne pouvez pas tenir compte uniquement de votre réseau. Vous devez aussi comprendre comment celui-ci touche ceux de vos voisins et vice-versa »²³. Depuis ce moment et au fil de la progression des discussions entourant le réseau intelligent, un fort consensus s'est dégagé à l'effet que le réseau intelligent doit être soumis à des normes et protocoles rigoureux pour assurer l'interopérabilité des dispositifs et systèmes qui y sont associés. Le National Institute of Standards and Technology (NIST), l'instance fédérale ayant le mandat d'élaborer des normes pour le réseau intelligent dans le contexte des É.-U., invoque quatre bons arguments en leur faveur. Tout d'abord, en l'absence de normes, il y a risque que « les diverses technologies de réseau intelligent qui font l'objet de ces énormes investissements deviennent prématurément désuètes »; en deuxième lieu, ce qui est pire, « elles pourraient être implantées sans mesures de sécurité adéquates ». ²⁴ Au sujet de l'enjeu de la sécurité, si la technologie est exclusive et si elle n'est bien comprise que par ses promoteurs, elle pourrait receler des vulnérabilités à la piraterie informatique et même au terrorisme.

Troisièmement, une « insuffisance de normes pourrait aussi empêcher les innovations futures et l'implantation d'applications prometteuses ». Enfin, en quatrième lieu, de manière accessoire, « les normes permettent des économies d'échelle et de gamme qui facilitent la création de marchés concurrentiels ». ²⁵ Le manque de normes peut favoriser les

comportements monopolistiques et de maximisation de la rente.

On peut avancer également un cinquième argument : la protection de la vie privée des clients. On n'accorde d'ailleurs pas suffisamment d'attention à cet enjeu – qu'on a appelé « l'enjeu passif » du réseau intelligent. Mais il soulève désormais l'attention, notamment celle de la Commissaire à l'information et à la protection de la vie privée de l'Ontario, qui a proposé un ensemble de principes à l'appui du déploiement du réseau intelligent.²⁶

Comme le souligne le NIST, le marché des réseaux intelligents doublera entre 2009 et 2014 aux États-Unis, « pour atteindre près de 43 milliards de dollars », alors que « le marché mondial devrait connaître une croissance de 171 milliards, soit de près de 150 pour cent »²⁷ durant cette même période. C'est pourquoi ces normes devront idéalement avoir une portée mondiale.

Au Canada, plusieurs intervenants à ce chapitre estiment hautement prioritaires les enjeux et activités liés à la normalisation des réseaux électriques. Ils expriment les points de vue du Canada en cette matière dans le cadre des activités du Smart Grid Interoperability Panel du NIST ainsi que de celles, à l'échelle internationale, de la CEI. Le principal défi sera de cerner et d'aider à résoudre les incompatibilités entre les processus d'élaboration de normes du NIST et de la CEI. Comme les opérateurs du réseau nord-américain, qui s'en remettent aux chaînes d'approvisionnement mondiales à l'égard des solutions et équipements technologiques, les entreprises canadiennes d'électricité doivent concentrer leur attention avec zèle sur ce défi.

Par ailleurs, le gouvernement fédéral canadien doit reconnaître le bien-fondé des normes pour l'intérêt public général, notamment le fait qu'elles réduisent les coûts et les risques liés au déploiement du réseau intelligent, en finançant le travail du Conseil canadien des normes à l'égard de ce domaine important.

²³ JR Minkel, « The 2003 Northeast Blackout – Five Years Later », *Scientific American*, 13 août 2008, <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=2003-blackout-five-years-later&page=2>, traduction libre.

²⁴ *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*, Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability, National Institute of Standards and Technology, U.S. Department of Commerce, publication spéciale 1108 du NIST, janvier 2010, p. 14, traduction libre.

²⁵ NIST, 14.

²⁶ Smart Privacy for the Smart Grid : Embedding Privacy into the Design of Electricity Conservation, PbD, Commissaire à l'information et à la protection de la vie privée de l'Ontario, Toronto, Ontario, novembre 2009, p.3, <http://www.ipc.on.ca/images/resources/pbd-smartpriv-smartgrid.pdf> (juillet 2010).

²⁷ NIST, 14.

NORMES DE CYBERSÉCURITÉ

Comme nous l'avons souligné précédemment dans le présent document, l'ajout de fonctions de communication au réseau entraîne la création d'innombrables points d'entrée supplémentaires dans les systèmes de facturation des entreprises d'électricité comme dans les systèmes de commande des réseaux. Des normes de cybersécurité sont en voie d'élaboration aux paliers du NIST et de la CEI, mais les protocoles devront constamment être réévalués et remis à jour.

Il y a deux manières d'aborder cet enjeu. Tout d'abord, il existe désormais des millions de nouveaux points piratables dans le réseau d'électricité. Des services essentiels comme les premiers intervenants et les hôpitaux pourraient être privés de courant; des dispositifs de régulation de la tension pourraient être touchés, de l'équipement et des dispositifs raccordés au réseau pouvant être ciblés; des attaques coordonnées pourraient isoler une ville entière. Il importe de reconnaître qu'aujourd'hui, la plupart des pannes de courant sont causées par des dommages à des lignes électriques et à des poteaux – des équipements abondants et facile à remplacer rapidement. Une attaque exigerait des tests de diagnostic systématiques et il faudrait des semaines ou même des mois pour remplacer de l'équipement en général construit sur commande.

Nous venons d'évoquer le pire scénario. La seconde manière d'envisager cet enjeu consiste à se tourner vers les autres industries pour lesquelles la cybersécurité joue un rôle essentiel – les banques, les communications sans fil, les réseaux



gouvernementaux et autres. Même si chacun de ces secteurs doit rester vigilant vis-à-vis de ses systèmes, des attaques se produisant régulièrement, des protocoles d'endiguement ont été mis au point pour faire en sorte que les tentatives de piratage puissent être isolées et contrées. Les entreprises canadiennes d'électricité travaillent de concert avec les fournisseurs et les organismes de normalisation afin de faire en sorte que ce soit cette seconde perspective qui soit privilégiée.

Même si elles optent pour cette démarche pragmatique, les entreprises d'électricité devront déterminer les mesures appropriées à prendre vis-à-vis des clients qui auront tenté d'enfreindre les protocoles de sécurité (ou dont des pirates ont utilisé à leur insu les installations comme canaux de communication) – l'entreprise d'électricité peut-elle les priver de service ? Dans quelle mesure la police doit-elle intervenir ? Il n'y a pas encore de réponses définitives à ces questions, mais les problèmes sont manifestement imminents.

SPECTRE DE 1,8 GHZ

L'industrie canadienne des entreprises d'électricité s'est récemment vue octroyer une partie du spectre radioélectrique pour diverses applications, dont la téléprotection haute vitesse, l'acquisition et le contrôle de données (SCADA), la télémétrie et la radiodiffusion mobile ainsi que le développement du réseau intelligent.

Le secteur de l'électricité continue de faire valoir auprès d'Industrie Canada le caractère essentiel de ses infrastructures ainsi que la nécessité de protéger et d'améliorer les ressources liées au spectre actuel de même que d'assurer l'accès à la largeur de bande nécessaire à un coût raisonnable, et ce, sans devoir être en concurrence avec des services commerciaux non essentiels et/ou voisins.

MISE À CONTRIBUTION DES CLIENTS

On constate un manque général de conscientisation du public à l'égard du réseau intelligent de même que beaucoup de confusion en ce qui a trait aux diverses déclarations et définitions avancées pour l'expliquer. Il sera important que les clients aient une bien meilleure compréhension des avantages du réseau intelligent si on veut que celui-ci soit implanté de manière efficace et durable. Étant donné que le coût élevé de sa mise en place devra être partagé



avec eux, si les affirmations entourant ses avantages actuels et futurs ne les convainquent pas, ils manifesteront de la réticence à l'égard des coûts qui y sont associés et les contesteront avec le temps.

En outre, étant donné que le Canada ne fait que sortir de la récente crise économique, les clients sont particulièrement sensibles au coût de l'électricité. Cette attitude est corroborée par la recherche d'opinion menée par l'ACÉ auprès de la clientèle, qui révèle que la plus importante facteur à l'appui de l'insatisfaction de la clientèle est le prix, ce qui accentue l'importance de renouveler le dialogue avec celle-ci ainsi que de mener des initiatives d'éducation en prévision du projet coûteux d'implantation du réseau intelligent.²⁸

Les clients doivent savoir que les infrastructures de réseau sont vieillissantes et doivent être remplacées et qu'on doit profiter de l'occasion pour y greffer les technologies les plus récentes. Les entreprises d'électricité, les fournisseurs et les décideurs doivent aller de l'avant afin d'implanter la fonctionnalité promise sans s'attendre à ce que le client moyen des entreprises d'électricité délaisse immédiatement son attitude d'intervenant passif du marché pour devenir un gestionnaire d'énergie actif.

MODIFICATION DU COMPORTEMENT DES CLIENTS

Ce qui complique la nécessité de rallier le client à cette cause est le fait que la valeur du réseau intelligent est intrinsèquement liée à la volonté de ce

dernier de se servir des outils mis à sa disposition pour gérer sa consommation d'électricité.

Il importe de souligner que les ménages disposent déjà d'un éventail d'options pour réduire leur consommation d'énergie et économiser de l'argent qui ne sont pas encore mises à contribution (p. ex., réduction du chauffage et de la climatisation, amélioration de l'isolation, modification de l'éclairage). Ainsi, l'histoire démontre que même si les économies d'énergie procurent un rendement financier à court terme, elles ne suffisent peut-être pas à convaincre le client d'agir. Il faudra probablement combiner des initiatives d'éducation de la clientèle avec des mesures réglementaires incitatives et dissuasives avant de pouvoir bénéficier de sa participation entière.

ACCORD DES INTERVENANTS ET COORDINATION

Le défi lié au travail de coordination que nécessite le déploiement d'un réseau intelligent à son plein potentiel est immense : pour que ce déploiement soit mené à bien, il faudra mettre à contribution les gouvernements, les organismes de réglementation, les producteurs d'électricité (production centralisée et décentralisée), les transporteurs, les distributeurs, les fournisseurs d'équipement et de services, les clients et les territoires voisins. Mais le défi ne se limite pas à en arriver à une entente et à coordonner les prochaines étapes.

²⁸ Tiré des résultats de deux décennies d'enquêtes de l'ACÉ auprès de la clientèle.

Bon nombre d'enjeux devant faire l'objet d'un travail de coordination exigeront aussi des changements au modèle d'affaires traditionnel de l'industrie. Il y aura des nouveaux venus, de nouvelles formes d'interaction et de nouvelles zones d'incertitude ainsi que des chevauchements de responsabilités qu'il faudra résoudre. Les enjeux liés à la coordination, aux accords et à la gestion du changement comprendront, à un niveau élevé : une compréhension partagée des avantages et des risques liés à la mise en place d'un réseau intelligent; la rapidité et l'ordre du déploiement; les mécanismes de partage des coûts-bénéfices entre les participants du secteur privé ainsi qu'entre les secteurs privé et public; les normes technologiques.

C) Représentation sommaire des éléments de base

Le tableau ci-dessous illustre de manière conceptuelle les relations les plus fortes entre les diverses exigences liées aux infrastructures ou éléments de base et les diverses capacités du réseau intelligent. En d'autres mots, il devrait y avoir des relations autres que celles mentionnées, mais nous voulons attirer l'attention sur les plus importantes.

		Capacités du réseau intelligent				
		Réaction de la demande	Facilitation de la production décentralisée	Facilitation des véhicules électriques	Optimisation de l'utilisation des installations	Détection et atténuation des problèmes
Exigence liée à l'infrastructure matérielle	Compteurs intelligents/ infrastructure de comptage avancé (AMI)	●	●	●		●
	Amélioration du transport et de la distribution	●	●	●	●	●
	Stockage d'énergie décentralisé	●	●	●	●	●
	Communication avec les appareils ménagers	●				
Exigence liée à l'infrastructure immatérielle	Normes de communication	●		●		●
	Éducation des clients	●	●	●	●	●
	Modification du comportement des clients	●	●	●		
	Accords avec les intervenants et communication avec eux	●	●	●	●	●

● = Exigence impérative ● = Exigence accessoire

IV. DIFFICULTÉS CROISSANTES, TENDANCES ÉMERGENTES ET LEÇONS RETENUES



Comme le démontre le présent document, il ne fait pas de doute que le réseau intelligent offre un certain nombre d'avantages éprouvés et potentiels. Il est toutefois encore loin d'avoir démontré sa pleine valeur et d'avoir dépassé les défis liés à sa mise en œuvre. Une étude sur des comptes rendus, articles de médias et discussions avec des spécialistes sur le sujet à l'étranger laisse entrevoir un certain nombre de difficultés – problèmes et défis de départ – entourant le réseau intelligent. On peut répartir ces difficultés selon les catégories suivantes : sécurité, protection de la vie privée, coût des projets-pilotes et mobilisation des intervenants.

SÉCURITÉ

» **Inquiétudes liées à la vulnérabilité et au sabotage.** Le réseau intelligent implique davantage de technologie de l'information et certains observateurs craignent qu'il ne soit vulnérable au sabotage. Un article de CNN paru en 2009 faisait état d'essais démontrant qu'un « pirate pouvait forcer le réseau et des spécialistes de la cybersécurité ont affirmé qu'il pouvait en résulter une panne monstre »²⁹. La firme de sécurité IOActive a conclu qu'un pirate disposant d'un équipement de seulement 500 \$ et de connaissances limitées



en électronique et en ingénierie pouvait « prendre le contrôle de l'[infrastructure de comptage avancé], permettant une manipulation massive du service aux résidences et entreprises ».³⁰ Commentant la controverse, William Sanders, enquêteur principal au National Science Foundation Cyber Trust Center on Trustworthy Cyber Infrastructure pour le Power Grid, affirme : « Je ne crois pas que le ciel nous tombera sur la tête et que nous devrions cesser le déploiement du réseau tant que nous ne nous serons pas rendus au bout. Mais nous devons être vigilants et résoudre les problèmes de sécurité entourant le réseau intelligent dès le début. »³¹

Un certain nombre d'observateurs font état de deux mesures susceptibles d'atténuer ces risques pour la sécurité : tout d'abord, des normes de l'industrie; puis, « une plateforme ouverte, qui permettra à ceux qui le développent de mettre en œuvre les meilleures solutions ».³²

²⁹ Jeanne Meserve, « Smart grid' may be vulnerable to hackers », CNN.com, 21 mars 2009, <http://edition.cnn.com/2009/TECH/03/20/smartgrid.vulnerability/?iref=mpstoryview>, (septembre 2010), traduction libre.

³⁰ Meserve.

³¹ Meserve.

³² Voir, p. ex., Katie Fehrenbacher, « Securing the Smart Power Grid from Hackers », *Bloomberg Business Week*, 23 mars 2009, http://www.businessweek.com/technology/content/mar2009/tc20090320_788163.htm (août 2010), traduction libre.

PROTECTION DE LA VIE PRIVÉE

- » **Inquiétudes entourant l'invasion de la vie privée.** Un certain nombre de spécialistes des réseaux intelligents croient qu'on n'a pas accordé suffisamment d'attention aux violations potentielles de la vie privée. Comme le résume Ann Cavoukian, Commissaire à l'information et à la protection de la vie privée de l'Ontario, le réseau intelligent « rend possible la collecte de renseignements détaillés sur l'utilisation et les habitudes de consommation personnelles de l'énergie dans le lieu le plus privé : notre résidence. Nous devons faire très attention de ne pas sacrifier la vie privée des clients...La prolifération de l'information, des mesures de contrôle laxistes et un encadrement insuffisant de cette information pourrait mener à une forme sans précédent d'invasion de la vie privée des citoyens »³³. Comme nous l'avons mentionné précédemment, cet enjeu doit être résolu par des normes claires et un encadrement rigoureux.

COÛTS DES PROJETS-PILOTES

- » **Critiques visant l'initiative de réseau intelligent de Boulder.** L'initiative *Smart Grid City* de Boulder, au Colorado, a coûté 100 millions de dollars à Xcel et à ses partenaires, soit 2 000 \$ par client. Mike Carlson, qui a été agent de l'information en chef à Xcel Energy, à Minneapolis, au Minnesota, et qui dirige le projet *Smart Grid City*, a affirmé carrément que « à ce prix, le réseau est insoutenable et non déployable ». Il a par la suite souligné que le coût devait baisser à 500 \$ par client pour que le réseau soit viable. « Nous savons que ce dispositif saura livrer efficacement ce qu'il aura à livrer. La question est la suivante : saura-t-il justifier son coût ? »³⁴

En tant que programme expérimental, l'initiative de Boulder constituait une première quant au recours à plusieurs technologies qu'elle comportait; il va de soi qu'elle comportait une prime sur les coûts par

unité et par ménage. Il fallait s'y attendre. La véritable leçon à tirer de Boulder est que les coûts élevés des programmes-pilotes sont le mieux atténués par une démocratisation du fardeau des coûts et des leçons retenues; au Canada, le gouvernement fédéral a réussi à limiter les coûts des programmes pilotes pour les diverses instances, alors que les associations industrielles comme l'ACÉ ont joué un rôle vital dans la diffusion des pratiques exemplaires de l'industrie.

MOBILISATION DES INTERVENANTS

- » **Un organisme de réglementation évoque la désuétude (et plus) dans le rejet d'une proposition relative aux compteurs intelligents.** En juin 2010, la Maryland Public Service Commission (PSC) a rejeté une proposition de Baltimore Gas and Electric (BG&E) visant le déploiement des compteurs intelligents. La crainte de la désuétude technologique a influencé cette décision, dans laquelle la PSC souligne que « tous les financements fédéraux du monde n'auraient pu faire de la Betamax de Sony, par exemple, un investissement judicieux...Ceux qui investissent dans une nouvelle technologie au moment où elle devient disponible sur le marché doivent souvent réinvestir beaucoup plus rapidement qu'ils le prévoyaient ».³⁵ Cependant, ce n'est pas uniquement des préoccupations technologiques qui ont causé l'échec de la proposition de BG&E. La PSC a encouragé l'entreprise à présenter une nouvelle proposition, tout en accordant une attention particulière à trois aspects : modifier le mécanisme de récupération des coûts de manière à inclure une certaine forme de risque pour l'actionnaire; supprimer le mécanisme de tarification selon la période d'utilisation obligatoire; prévoir un plan spécifique d'éducation de la clientèle. La PSC a approuvé la nouvelle proposition de BG&E, qui tenait compte de ces recommandations.

³³ *Smart Privacy for the Smart Grid: Embedding Privacy into the Design of Electricity Conservation*, PbD, Commissaire à l'information et à la protection de la vie privée, Toronto, Ontario, novembre 2009, p. 3, <http://www.ipc.on.ca/images/resources/pbd-smartpriv-smartgrid.pdf>, traduction libre.

³⁴ David Biello, *The Start-Up Pains of a Smarter Electricity Grid*, Scientific American, 10 mai 2010, <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=start-up-pains-of-smart-grid>

³⁵ Ordonnance 83410, Maryland Public Service Commission, 21 juin 2010, p. 40, <http://webapp.psc.state.md.us/Intranet/sitesearch/whatsnew/Order%2083410%20BGE%20AMI%20Application%20209208.pdf> (septembre 2010), traduction libre

Les technologies sont de mieux en mieux maîtrisées et des normes d'interopérabilité sont en voie d'élaboration, ce qui atténue jusqu'à un certain point les craintes de désuétude. Les trois aspects évoqués ci-dessus sont néanmoins de plus en plus soulignés par les organismes de réglementation et on peut les résumer comme suit : équilibre risque-rendement, nouveaux services obligatoires pour les clients et éléments non technologiques des programmes de déploiement. Les leçons retenues par BG&E permettent aux entreprises canadiennes d'électricité de mieux donner suite à ces trois recommandations lorsqu'elles mettent au point et proposent des programmes de déploiement de compteurs intelligents à l'organisme de réglementation auquel elles sont assujetties.

» **Poursuite en recours collectif contre Pacific Gas & Electric.** À Bakersfield, en Californie, dans le cadre de ce qu'on a qualifié de « cauchemar de relations publiques », PG&E est poursuivie par des milliers de citoyens qui réclament des dommages-intérêts de l'entreprise de service public et des tierces parties en cause en rapport avec le déploiement de 6,7 millions de compteurs d'une valeur de 2,2 milliards de dollars. Les citoyens prétendent que « leurs nouveaux compteurs fonctionnent mal parce que leur facture d'électricité est beaucoup plus élevée qu'auparavant ». Entre-temps, PG&E « prétend que les hausses sont attribuables à des augmentations tarifaires, à un été inhabituellement chaud et au fait que les clients n'auraient pas reporté leur consommation aux périodes creuses, alors que les tarifs sont plus bas »³⁶. On a, depuis, vérifié l'exactitude des compteurs dans le cadre d'une étude indépendante, qui a donné raison à PG&E; toutefois, comme le mentionne un observateur, « il semble que le déploiement effectué par

PG&E manque malheureusement de ressources en aval... Des lacunes au chapitre de la transparence et des communications peuvent exposer les entreprises de service public à des poursuites de la part de leurs clients... Le problème de relations publiques lié au déploiement de Bakersfield... pourrait entraîner un report sur plusieurs années des projets de réseaux intelligents en Californie. »³⁷

Le client a toujours raison – même quand il a tort (dans ce cas, au sujet du manque d'exactitude des compteurs). PG&E a fourni aux intervenants ce qui est peut-être jusqu'à maintenant la plus importante leçon et les entreprises canadiennes d'électricité ont bien saisi le message. À la mi-septembre, en Ontario, le débat a pris la même tournure qu'en Californie, lorsque des médias tels le Financial Post (« *Are You Frying Your Eggs at 4 a.m. Yet* » - « Faites-vous encore frire vos œufs à 4 heures du matin ? ») et le Globe and Mail (« *Ontario's Hydro's Smart Meters Give Dumb Results: Critics* » - « Les compteurs intelligents d'Ontario Hydro performant comme des cancre : critiques ») ont fait écho aux doléances d'une partie de la clientèle courroucée. À mesure que les entreprises d'électricité de l'Ontario poursuivent leur campagne de mobilisation en conformité avec le calendrier de déploiement de l'infrastructure de comptage avancé imposée par la province, les préoccupations de la clientèle semblent s'atténuer. Celles-ci ont toutefois fait ressortir pour toutes les entreprises de service public canadiennes la nécessité de tenir compte en priorité des clients lorsqu'il s'agit de modifier de quelque manière le modèle de prestation du service avec lequel ils ont presque tous grandi : un service d'électricité abordable et fiable exigeant un minimum d'intervention.

³⁶ « PG&E smart meter problem a PR nightmare », 21 novembre 2009, <http://www.smartmeters.com/the-news/690-pgae-smart-meter-problem-a-pr-nightmare.html>, traduction libre.

³⁷ Tom Raftery, « PG&E smart meter communication failure – lessons for the rest of us », blogue Green Monk, 16 décembre 2009, <http://greenmonk.net/pge-smart-meter-communication-failure/> (juin 2010), traduction libre.

» **Des groupes de consommateurs critiquent le programme AMI de Southern California Edison.**

La question de la mobilisation de la clientèle peut être élargie à d'autres intervenants du processus de réglementation, qu'il s'agisse, par exemple, des groupes de défense des consommateurs, des associations industrielles ou des représentants des peuples autochtones. Lorsque Southern California Edison a implanté son programme AMI et malgré le fait que la California Public Utility Commission en ait reconnu les avantages, des groupes de consommateurs de première importance de la Californie se sont dits « non convaincus ». ³⁸ La PUC a néanmoins décidé d'autoriser le programme malgré cette opposition et l'entreprise a dû travailler très fort pour en faire valoir les avantages auprès de sa clientèle, recourant en général à une démarche individuelle. Ce cas est riche en enseignements parce qu'il démontre qu'il ne suffit pas d'obtenir l'appui de l'organisme de réglementation – l'adhésion des intervenants aux étapes de la consultation est également importante.

Au Canada, il s'est révélé évident qu'on ne manquait pas d'intervenants qui avaient l'impression que le réseau intelligent allait avoir au moins un certain impact (en général positif) sur le mandat que leur avait confié ceux qu'ils représentent. Ainsi, on a demandé à l'Alberta Utilities Commission d'examiner comment la technologie du réseau intelligent, comme l'infrastructure de comptage avancé ou de comptage intelligent, pouvait être mise à profit pour moderniser le réseau électrique en Alberta. ³⁹ Des mémoires de procédure ont été acceptés tout au long de l'été et la liste diversifiée d'intervenants témoigne de l'applicabilité et de l'impact potentiellement larges

du réseau intelligent. Parmi les entreprises de service public et autres intervenants, on retrouvait les parties inscrites suivantes : Institut Pembina, Citizens Advocating for the Use of Sustainable Energy, ville de Lethbridge, ville de Red Deer, GE Canada, Honeywell et Telus.

Les entreprises d'électricité assurent un « service habilitant » à plusieurs autres groupes ou industries. Les entreprises d'électricité du Canada comprennent cet aspect depuis longtemps et le pragmatisme imprègne d'ailleurs l'attitude prudente de cette industrie vis-à-vis du changement. La leçon retenue du processus de l'AUC et des autres cas, toutefois, est que les entreprises d'électricité doivent constamment observer leur cadre commercial et être à l'affût de l'arrivée de nouveaux intervenants (p. ex., l'industrie automobile) à mesure de l'évolution du réseau intelligent et intervenir en conséquence.

Certaines des difficultés évoquées sont liées à des questions de perception et ne sont pas insolubles. Mais ces questions – en particulier à ce stade précoce du déploiement du réseau intelligent – ne sont pas moins importantes pour les entreprises d'électricité, car elles touchent la crédibilité même de cette initiative. Pour que ce déploiement soit soutenu, elles auront besoin de l'appui des clients et des intervenants concernés. Ces leçons retenues démontrent qu'il est essentiel que ceux qui prônent l'implantation du réseau intelligent, ce qui comprend les entreprises d'électricité et les intervenants de l'extérieur, soient en mesure d'expliquer et, éventuellement, de démontrer les avantages de chacun de ses éléments auprès des clients qui ont recours au service.

³⁸ Commentaires formulés par Fred Butler, président de la NARUC, cités par James Bradford Ramsay, « *Implementation of Smart Grid Technology* ». Premiers commentaires de la National Association of Regulatory Utility Commissioners en réponse à l'avis public 2 du NPB, devant la Federal Communications Commission, 2 octobre 2009, DA 09-2017, <http://www.naruc.org/Testimony/09%201002%20NARUC%20Smart%20Grid%20comments.fin.pdf>, traduction libre.

³⁹ « Special Inquiries », Alberta Utilities Commission, <http://www.auc.ab.ca/items-of-interest/special-inquiries/Pages/default.aspx>.

V. UNE VOIE D'AVENIR OPTIMALE

Le réseau intelligent englobe beaucoup de choses, mais il ne relève pas du mystère technologique. Ses principales fonctions sont bien comprises, tout comme ses éléments de base, bien que de nouvelles technologies émergeront et que les technologies existantes continueront d'évoluer. Ce qui n'est pas encore tout à fait clair, c'est l'importance de la valeur que l'ensemble de technologies qu'il permet comportera pour le client et la manière dont cette valeur pourra être le mieux communiquée. Pour clarifier ces enjeux, tous les intervenants doivent travailler ensemble, y compris, les fournisseurs, les gouvernements, les organismes de réglementation et les entreprises d'électricité. Nous sommes à un carrefour en ce qui concerne l'adhésion des clients à cette technologie et il appartient à toutes les parties en présence de réfléchir à la meilleure manière de procéder.

FOURNISSEURS

Après la dernière grande vague de construction d'infrastructures électriques, au début des années 1980, la plupart des entreprises canadiennes d'électricité ont réduit leurs activités de R. et D. dans un effort en vue d'abaisser leurs coûts. L'industrie s'est alors tournée vers des partenariats avec des développeurs externes pour combler ses besoins. Cela a été particulièrement vrai avec l'avènement du réseau intelligent, de sorte que, à nouveau, les entreprises se sentent en grande partie bien servies.

Cependant, le réseau intelligent a fait naître la nécessité d'un autre champ de collaboration, à caractère moins technologique, qui concerne la gestion des attentes à l'égard des capacités du réseau électrique. C'est à ce stade que les deux groupes qui comprennent le mieux les technologies en présence doivent être sur la même longueur d'onde, mais aussi qu'on assiste à l'émergence de certains messages discordants. Nous vivons certes une période excitante et prometteuse pour l'industrie, mais des réticences exprimées récemment par les clients et les organismes de réglementation ont fait ressortir la nécessité de s'en tenir au vieil adage « moins promettre et donner plus ».

GOUVERNEMENTS

Comme dans le monde des fournisseurs, les décideurs de tout le Canada et des États-Unis ont appris à être prudents dans leur usage de l'hyperbole et à considérer le réseau intelligent de la même manière que toute autre amélioration pratique au réseau électrique. Cela ne veut pas dire que nos élus ne devraient pas vanter les avantages de ces améliorations, mais qu'ils devraient tout simplement travailler en collaboration étroite avec les entreprises d'électricité de leurs territoires de compétence afin de comprendre le rythme et l'envergure des déploiements.

Il est en outre important de souligner que plusieurs avantages devant découler de l'implantation du réseau intelligent au chapitre de la performance environnementale ne se limitent pas à une seule zone géographique et que, de ce fait, les clients pourraient en venir à endosser différents niveaux de coût pour le bien public. Par exemple, les efforts menés dans un territoire de service en vue d'augmenter le nombre de sources d'énergie non polluantes (p. ex., l'éolien et le solaire) pourraient entraîner une augmentation des tarifs pour certains tout en aidant tous les Canadiens à réaliser l'objectif de réduction commun de 17 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020. Des programmes pilotes bénéficiant de financement fédéral aident à répartir plus équitablement le fardeau lié au développement technologique et opérationnel; cette démarche permet en outre à l'industrie dans son ensemble de tirer des leçons des initiatives de ses pairs, ce qui réduit les coûts globaux de développement. Pour ces motifs d'équité et d'efficacité, le gouvernement fédéral devrait mettre en branle un deuxième cycle de programmes-pilotes sous l'égide de Ressources naturelles Canada. De même, il devrait accroître son soutien financier à l'élaboration de normes d'interopérabilité du réseau intelligent qui profitent à tous les Canadiens et fournissent l'assise de construction de notre économie numérique.

ORGANISMES DE RÉGLEMENTATION

Il ne fait pas de doute que le réseau intelligent est sur l'écran radar de tous les organismes de réglementation auxquels sont assujetties les entreprises d'électricité du Canada. Comme il se doit, chacun voit le réseau intelligent à travers la lentille du territoire de compétence dont il est responsable.

Miles Keogh, directeur des Subventions et du Développement de la recherche à la National Association of Regulatory Utility Commissioners, analyse le réseau intelligent selon une perspective

réglementaire que soutient bien le présent document. Le réseau intelligent, affirme-t-il, peut être divisé en fonction de sa valeur directe et de sa valeur optionnelle. La valeur directe « concerne la valeur quantifiable d'éléments qui, lorsqu'ils sont mis en place, améliorent immédiatement l'efficacité du réseau et produisent des coûts-avantages comme l'optimisation et la visualisation de la distribution. Les avantages commencent à se manifester dès son déploiement plutôt qu'au moment de la réaction de la clientèle ou de la mise en place d'autres éléments ». La valeur optionnelle, par contre, concerne les applications « reposant sur des activités supplémentaires avant qu'on puisse pleinement mesurer leur valeur. Dans certains cas, comme la réaction de la demande engendrée par des prix intelligents et des compteurs intelligents, la prise de conscience de la valeur dépend des changements de comportement des clients, y compris de leur réaction aux signaux de prix. Pour d'autres applications, comme la production décentralisée et les véhicules hybrides rechargeables, les clients doivent les acheter, les installer et les utiliser avant de prendre pleinement la mesure de leur valeur.

L'ajout d'éléments de réseau intelligent donne la possibilité de déployer ces technologies et activités. Cette « valeur optionnelle », bien que non quantifiable directement, est néanmoins mesurable et devrait être prise en compte de concert avec les éléments de la « valeur directe » comme des applications de garantie du réseau intelligent ».⁴⁰

⁴⁰ Keogh, 5, traduction libre.

ENTREPRISES D'ÉLECTRICITÉ

Au plan technologique, ce sont les opérateurs des entreprises canadiennes d'électricité qui sont le mieux en mesure de déterminer l'envergure et le rythme de déploiement du réseau intelligent au Canada. En ce qui concerne l'envergure, ils doivent prendre en compte une kyrielle de facteurs, qui varient fortement d'une région à l'autre, dont l'infrastructure existante et les caractéristiques courantes du réseau, l'éventail de sources d'énergie (p. ex., les ressources hydroélectriques du Québec par opposition aux combustibles fossiles de l'Alberta), les distances des installations de production, des fils et de la charge raccordés et même les régimes climatiques. Les analyses de rentabilité doivent être fondées sur le pragmatisme, l'expérience opérationnelle et l'adhésion des clients, et non sur la dernière fonctionnalité technologique. C'est pourquoi l'industrie canadienne de l'électricité a dressé une liste de principes clés qui guideront le déploiement du réseau intelligent au Canada :

1. La relation entre le client et l'entreprise d'électricité est primordiale. Le réseau intelligent doit être déployé selon un rythme et une portée devant permettre l'évolution et le renforcement de cette relation.
2. Depuis plusieurs années, le réseau en place fournit une énergie électrique de qualité supérieure à un faible coût. C'est ce à quoi s'attend le client et les motifs à l'appui des hausses tarifaires devront être communiqués clairement.
3. La mise en œuvre du réseau intelligent ne doit pas compromettre de quelque manière la fiabilité et la qualité du service d'électricité.
4. Les investissements dans le réseau intelligent doivent reposer sur une analyse de rentabilité qui détermine et quantifie le potentiel d'atteinte d'une valeur durable et être éclairés dans la mesure du possible par l'expérience vécue ailleurs. Cette démarche prudente peut être menée en partie par le truchement de la R. et D., de projets-pilotes et de projets de démonstration menés en partenariat avec le gouvernement fédéral.
5. De manière optimale, la conception et le déploiement doivent être liés à des variables locales, y compris à l'éventail de moyens de production existants et visés, le bassin de clientèle, le profil géographique et d'autres facteurs. Ce sont les entreprises d'électricité qui sont le mieux en mesure d'évaluer l'impact de ces variables sur leur territoire de service et elles doivent les prendre en compte en conséquence.
6. La cybersécurité doit être abordée sérieusement et la protection de la vie privée des clients est d'une importance capitale.
7. Les politiques et normes régissant le réseau intelligent doivent favoriser une infrastructure souple, non exclusive et ouverte, pouvant être mise à niveau de manière à éviter les coûts excessifs liés à sa désuétude.
8. La mise en œuvre du réseau intelligent exige qu'une attention aussi grande soit accordée à l'infrastructure immatérielle, y compris aux formes de coordination et d'éducation de la clientèle, qu'à l'infrastructure matérielle.
9. Tous les intervenants doivent être consultés judicieusement avant toute décision d'investissement majeur dans le réseau intelligent.

CONCLUSION

Comme nous l'avons constaté, le réseau intelligent facilite des changements importants au processus de production, de transport et de consommation de l'électricité. Des éléments de base de nature technologique permettent de nouvelles fonctions du réseau qui, elles-mêmes, soutiennent mieux le mandat des entreprises d'électricité, qui inclut graduellement certains avantages d'ordre social tels la performance environnementale et la maîtrise par le client. Ceux qui ont été parmi les premiers à l'adopter ont rencontré des obstacles, mais on a pu en dégager des leçons claires qui aideront tous les intervenants concernés dans la conduite de leurs rôles respectifs.

Le défi, dans la foulée, consiste à entreprendre un processus de renouvellement du réseau qui, s'il est mené avec pragmatisme et si les attentes sont réalistes, peut dépasser la volatilité à court terme et nous mener vers la stabilité à long terme – et se dérouler le plus rapidement possible en bénéficiant de la meilleure adhésion possible des intervenants. En d'autres mots, il s'agira de cheminer au-delà des « attentes élevées » et de la « vallée du désespoir » pour en arriver à une « amélioration progressive constante » en affrontant la réalité, en façonnant une vision et en communiquant notre confiance envers le processus.

AFFRONTER LA RÉALITÉ

Ce document vise à présenter un bilan précis et à jour du réseau intelligent au Canada, s'appuyant sur la réalité de ce réseau considéré sous le regard des opérateurs des entreprises d'électricité et de leur clientèle. Les opérateurs comprennent les technologies, mais les clients en expérimentent le résultat final, qu'il soit positif (p. ex., des panneaux solaires de toit prêts à utiliser) ou négatif (p. ex., la hausse des tarifs d'électricité). C'est pourquoi il faut surveiller attentivement les deux points de vue.

L'ACÉ mène une recherche d'opinion annuelle afin de faire le suivi de l'expérience de la clientèle des entreprises canadiennes d'électricité partout au Canada. L'information qu'elle en tire, de même que les pratiques exemplaires dont les membres de son Conseil de la clientèle discutent à leurs réunions, procure une base de compréhension de la « réalité » du réseau intelligent selon le point de vue de la clientèle.

En outre, ses conseils de la distribution et du transport travaillent de concert en vue d'affronter la réalité du réseau intelligent selon le point de vue des opérateurs des entreprises d'électricité. Ce travail peut, dans son ensemble, contribuer à l'élaboration et au maintien d'une compréhension juste et réaliste du réseau intelligent, qui évolue en même temps que les technologies et les perceptions de la clientèle.

FAÇONNER UNE VISION

L'élaboration de cette compréhension-bilan généralement acceptée permettra d'établir l'assise sur laquelle il sera possible de façonner la vision d'un réseau intelligent propre au Canada.

Pour ce faire, il faudra pouvoir compter sur l'apport d'un groupe encore plus diversifié d'intervenants que dans le cas du processus de l'Alberta Utilities Commission, ce qui ne sera pas facile. En effet, pour que des progrès, quels qu'ils soient, puissent être réalisés, chaque intervenant devra se mesurer constamment à la réalité et réorienter ses positions en fonction de celle des contraintes technologiques et des préférences des clients.

Il importe aussi de souligner que le réseau intelligent du Canada ne sera pas développé ou déployé en vase clos. Les États-Unis, l'Europe, une grande partie de l'Asie, l'Australie et la Nouvelle-Zélande vont tous de l'avant à l'égard des innovations et des messages entourant le réseau intelligent. Il sera vital de suivre et d'engager des discussions avec ces pays pour faire en sorte que la vision canadienne du réseau intelligent soit en harmonie avec la leur.

COMMUNIQUER NOTRE CONFIANCE ENVERS LE PROCESSUS

Enfin, il est essentiel que l'industrie et les intervenants conservent leur confiance en la vision qui se dégage, même lorsque des aspects du réseau intelligent traversent les phases illustrées dans la courbe du changement présentée en introduction du présent document. Si on évalue le bilan régulièrement et de manière pragmatique et si on permet à la vision d'évoluer et de s'adapter avec le temps, chaque intervenant pourra être persuadé que le réseau intelligent se développe en fonction de la meilleure information disponible. Les attentes élevées deviendront des attentes raisonnables, la vallée du désespoir deviendra une plaine de transition et l'état d'amélioration continue sera atteint beaucoup plus rapidement.

Par la publication de ce document, les entreprises canadiennes d'électricité signalent leur engagement à l'égard de ce processus. Nous espérons que vous y participerez également.

SOURCES

La recherche ayant mené à la préparation de ce document a comporté des discussions et des commentaires de nature privée. Nous avons en outre consulté un large éventail d'articles, de présentations, de rapports et d'autres documents, dont les suivants:

Accommodating High Levels of Variable Generation, rapport spécial de la North American Electric Reliability Corporation, Princeton, New Jersey, avril 2009, http://www.nerc.com/files/IVGTF_Report_041609.pdf

Amin, Massoud et Schewe, Phillip F. « Preventing Blackouts: Building a Smarter Power Grid », *Scientific American*, 13 août 2008, <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=preventing-blackouts-power-grid&page=3>

« Rapport annuel sur la continuité du service des réseaux de distribution des entreprises d'électricité », Évaluation de la fiabilité du réseau électrique, version composite 2009, Association canadienne de l'électricité.

« ARNOLD: Maryland PSC 'dead wrong' on early technology », *Smart Grid Today*, 25 juin 2010, <http://www.smartgridtoday.com/public/1744.cfm>

Biello, David, « The Start-Up Pains of a Smarter Electricity Grid », *Scientific American*, 10 mai 2010, <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=start-up-pains-of-smart-grid>

Butler, Frederick, « A Call to Order: A Regulatory Perspective on the Smart Grid », *IEEE Power & Energy Magazine*, mars-avril 2009, pages 16-25, [93] <http://www.ieee.org/organizations/pes/public/2009/mar/pesbusiness.html>

« Fonds pour l'énergie propre – Projets de démonstration pour des systèmes d'énergie propres et renouvelables », Salle des médias de Ressources naturelles Canada, <http://www.nrcan-rncan.gc.ca/media/newcom/2010/201001a-fra.php>

Fehrenbacher, Katie, « IBM: Welcome to Smart Grid Island », Earth2Tech, 2 février 2009, <http://earth2tech.com/2009/02/04/ibm-welcome-to-smart-grid-island/>

Fehrenbacher, Katie, « Securing the Smart Power Grid from Hackers », Bloomberg Business Week, 23 mars 2009, http://www.businessweek.com/technology/content/mar2009/tc20090320_788163.htm

Galvin, Floyd, et Wells, Chuck. « Detecting and Managing the Electrical Island Created by Hurricane Gustav », Success Stories, North American Synchrophasor Initiative, p. 1, http://www.naspi.org/stories/pilot_fundamental/entergy_hurricane_gustav.pdf

Guimond, Pierre, « Smart Grid and the Electricity System of the Future », ESAM Grid Conference, Winnipeg, 10 juin 2010.

Hamachi LaCommare, Kristina, et Eto, Joseph H., « Understanding the Cost of Power Interruptions to U.S. Electricity Consumers », Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, septembre 2004, <http://certs.lbl.gov/pdf/55718.pdf>

Hanser, Philip Q., et Faruqui, Ahmad, « Wise Energy Use & Smart Grid Strategy », présentation du Brattle Group, 2009.

Hoffman, R., Lefebvre, S., et Prévost, J., *Estimation de l'état de distribution : une exigence fondamentale pour le Smart Grid*, [Hydro-Québec, IREQ], mars 2010 http://www.snclavalin.com/ecs/en/Distributech_RHoffman.pdf

Keogh, Miles. *The Smart Grid: Frequently Asked Questions for State Commissions*, The National Association of Regulatory Utility Commissioners, mai 2009. http://www.naruc.org/Publications/NARUC%20Smart%20Grid%20Factsheet%205_09.pdf

LaMonica, Martin. « Smart-grid project matches wind to electric cars », CNET, 25 février 2009, http://news.cnet.com/8301-11128_3-10171683-54.html

« Mainland set to lead in developing 'smart grid », *South China Morning Post*, 28 juin 2010, B1.

McNamara, Michaela, « Smart Grid, Smart City being introduced in Australia », *Technology Digital*, 9 juin 2010, <http://www.technology-digital.com/sectors/operative-systems/smart-grid-smart-city-being-introduced-australia>

Meserve, Jeanne, « Smart grid' may be vulnerable to hackers », CNN.com, 21 mars 2009, <http://edition.cnn.com/2009/TECH/03/20/smartgrid.vulnerability/?iref=mpstoryview>

Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects, rapport final, Electric Power Research Institute, janvier 2010.

Minkel, JR, « The 2003 Northeast Blackout – Five Years Later », *Scientific American*, 13 août 2008, <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=2003-blackout-five-years-later&page=2>

« Énergie NB participe à un projet d'intégration de l'énergie éolienne », communiqué d'Énergie NB, <http://www.gnb.ca/cnb/news/nbp/2010e0403nb.htm>, 23 mars 2010.

NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0, Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability, National Institute of Standards and Technology, U.S. Department of Commerce, Publication spéciale du NIST 1108, janvier 2010.

« Pathways to a Low-Carbon Economy: Version 2 of the global greenhouse gas abatement cost curve », McKinsey & Company, janvier 2009, <https://solutions.mckinsey.com/climatedesk/>

« PG&E smart meter problem a PR nightmare », 21 novembre 2009, <http://www.smartmeters.com/the-news/690-pgae-smart-meter-problem-a-pr-nightmare.html>

« Summary of Smart Grid Benefits and Issues », Illinois Smart Grid Initiative, <http://www.cnt.org/news/media/isgi-summary-of-benefits-and-issues-6-08.pdf>

Rafferty, Tom. « PG&E smart meter communication failure – lessons for the rest of us », Green Monk blog, 16 décembre 2009, <http://greenmonk.net/pge-smart-meter-communication-failure/>

Ramsay, James Bradford, « Implementation of Smart Grid Technology », premiers commentaires de la National Association of Regulatory Utility Commissioners en réaction à l'avis public 2 du NPB Public Notice, devant la Federal Communications Commission, 2 octobre 2009, DA 09-2017, <http://www.naruc.org/Testimony/09%201002%20NARUC%20Smart%20Grid%20comments.fin.pdf>

« Reasons for Decision to Order G-168-08 », dans l'affaire de FortisBC Inc. et dans une demande de certificat de commodité et de nécessité publiques pour son infrastructure de comptage avancé, 3 décembre 2008, http://www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2008/DOC_20449_G-168-08_with-Reasons-for-Decision.pdf

« Sector Smart Meter Audit Review Report », Commission de l'énergie de l'Ontario, Vérification de la réglementation, 31 mars 2010: http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/_Documents/Audit/Smart_Meter_Audit_Review_Report.pdf

Smart Grid – Technology Innovation Group Report, 26 mai 2010, Tokyo, Japon.

« Smart networks position paper », Energy Networks Association, septembre 2009.

Smart Privacy for the Smart Grid: Embedding Privacy into the Design of Electricity Conservation, PbD, Commissaire à l'information et à la protection de la vie privée, Toronto, Ontario, novembre 2009, <http://www.ipc.on.ca/images/resources/pbd-smartpriv-smartgrid.pdf>

Smith, Rebecca, « Smart Meter, Dumb Idea? », Wall Street Journal, 27 avril 2009, <http://online.wsj.com/article/SB124050416142448555.html>

« Cadre canadien du réseau intelligent », Association canadienne de l'électricité, 25 mars 2010.