

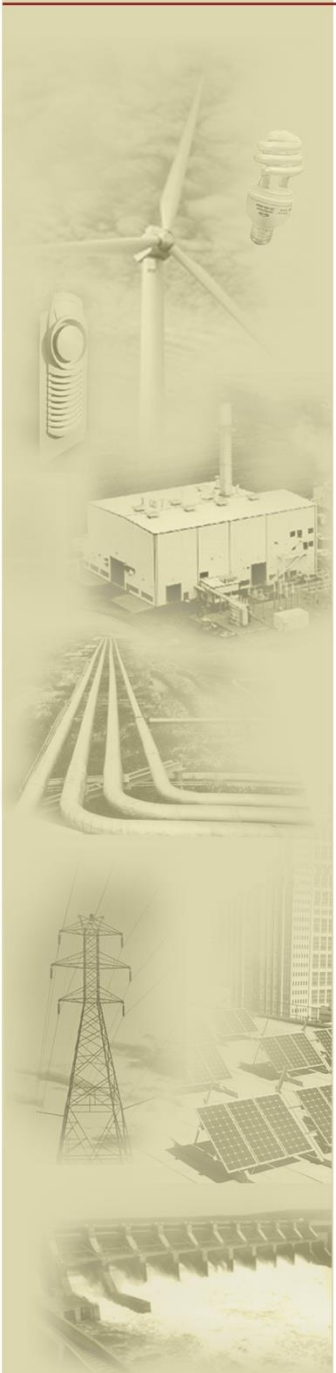


HELIOS

*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*

Version originale : 15 mai 2014

Version révisée: 21 mai 2014



Bénéfices potentiels des compteurs « intelligents » pour répondre aux besoins en puissance

Soumis à la
Régie de l'énergie
Dans le dossier R-3864-2013
sur le Plan d'approvisionnement 2014-2033
d'Hydro-Québec Distribution

pour le RNCREQ

Philip Raphals
Directeur général

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900

Télécopieur : (514) 849 6357

sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

Table of Contents

1.	Besoins en puissance	1
1.1.	Besoins en puissance selon le Plan	1
1.2.	Le Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance	6
1.2.1.	<i>Les mesures incluses</i>	7
1.2.2.	<i>Mesures exclues</i>	8
1.2.3.	<i>Adéquation du document sur le PTÉ de gestion de la demande en puissance</i>	9
2.	Compteurs intelligents.....	11
2.1.	Note terminologique	11
2.2.	Les compteurs intelligents d'HQD	12
2.3.	Mise en valeur des compteurs	13
2.4.	Études.....	15
2.5.	Programmes résidentiels pour atténuer la pointe	19
2.6.	Défis techniques	21
2.7.	Discussion	24
2.8.	Recommandations.....	25

1. BESOINS EN PUISSANCE

1.1. Besoins en puissance selon le Plan

Le bilan en puissance du Distributeur est présenté au Tableau 4-3 du Plan :

Graphique 1.

**TABLEAU 4-3
BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023
Besoins à la pointe visés par le Plan	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 647	3 922	4 125	4 167	4 242	4 372	4 408	4 441	4 474
– Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
– Approvisionnements non patrimoniaux ⁽¹⁾	2 844	3 114	3 338	3 588	3 769	4 298	4 498	4 618	4 668	4 668
• TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
• HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	600	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme ⁽¹⁾	994	1 264	1 488	1 538	1 669	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
• Biomasse (incluant Tembec)	181	265	326	376	376	376	376	376	376	376
• Éolien : 4000 MW ⁽¹⁾	766	935	1 098	1 098	1 229	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
• Petite hydraulique : 150 MW	48	64	64	64	64	64	64	64	64	64
• Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 500	1 550	1 600	1 600
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	150	300	300	300	450	450	450	450
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	0	50	100	150	200	250	300	300
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	650	360	750	1 050	1 290	1 530	1 830	2 070	2 370	2 700
• Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
= Puissance additionnelle requise	0	0	0	0	0	30	330	570	870	1 200

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

Ce tableau indique que HQD a besoin de recourir à une puissance additionnelle de seulement 30 MW en 2018-19, allant jusqu'à 1 200 MW en 2022-23, tenant compte de la disponibilité de

jusqu'à 1 500 MW sur les marchés de court terme¹. Le Distributeur semble en conclure qu'il n'y a pas besoin d'identifier de sources additionnelles en puissance dans le court terme.

Toutefois, ce bilan ne tient pas compte des aléas. Le Plan indique les écarts types pour les aléas sur les besoins en puissance d'ici l'hiver 20~~22-23~~~~16-17~~ (voir graphique 2). On peut présumer que les aléas continuent à croître avec le temps, mais aucun chiffre n'est fourni pour les années subséquentes du Plan.

Graphique 2.

**TABLEAU 2B-6
ALÉA GLOBAL SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**

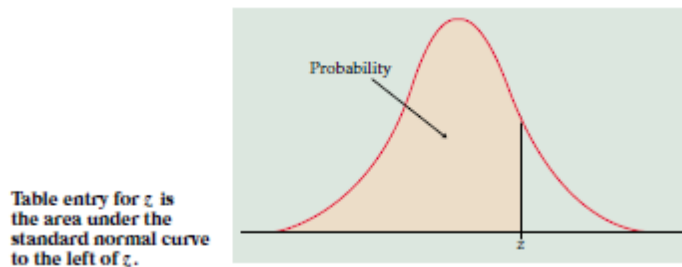
	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23
Écart type (MW)	1610	1660	1750	1840	1960	2130	2290	2370	2430	2470
Coefficient de variation	4,3%	4,4%	4,7%	4,8%	5,1%	5,5%	5,8%	6,0%	6,1%	6,1%

Les probabilités d'occurrence dans une distribution normale sont indiquées dans des tableaux statistiques². Parmi ces tableaux, il y a ceux qui indiquent la probabilité d'occurrence en fonction du nombre d'écarts types au-delà de la moyenne, illustré au Graphique 3. Selon ces tableaux, la probabilité d'occurrence est de 69,15% pour un demi-écart type au-delà de la moyenne pour une distribution normale, et de 84,13% pour 1 écart type au-delà de la moyenne.

¹ HQD-1, doc. 1, p. 29.

² Nous avons utilisé les tableaux présentés à <http://www.stat.purdue.edu/~mccabe/ips4tab/bmtables.pdf>.

Graphique 3.

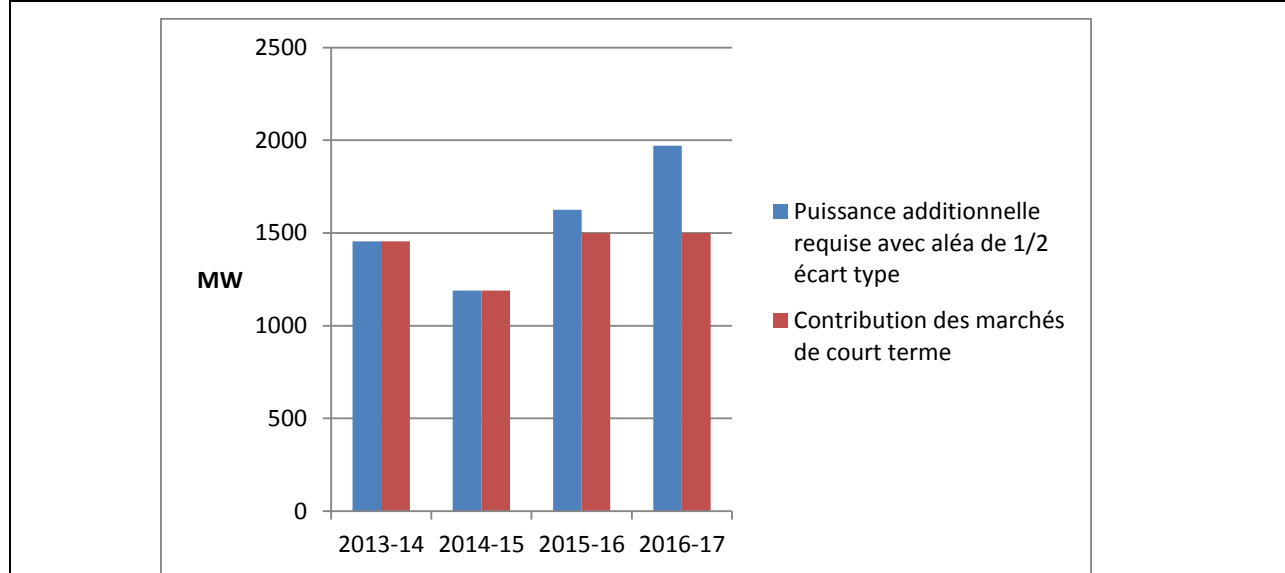


Autrement dit, la probabilité que la demande réelle excède la demande prévue par plus d'un demi écart type est de $100\% - 69,15\% = 30,85\%$; la probabilité que la demande excède la demande prévue par plus d'un écart type est de $100\% - 84,13\% = 15,87\%$. Dans chaque année, il y a donc une probabilité de 30,85% que des besoins soient plus élevés que la demande prévue pour plus de 50% de l'écart type de l'aléa global, ainsi qu'une probabilité de 15,87% qu'ils soient plus élevés que la demande prévue plus un écart type³.

Le Plan ne présente pas explicitement l'impact des aléas sur les besoins. Toutefois, on peut démontrer que, avec un aléa positif d'un demi-écart type, 125 MW de ressources additionnelles serait requises en 2015-16, et 470 MW en 2016-17, tel que l'indique le Graphique 4. En présumant que les aléas suivent une distribution normale, la probabilité d'occurrence d'un scénario avec ce niveau de besoins additionnels (ou plus) serait de 30,85 %.

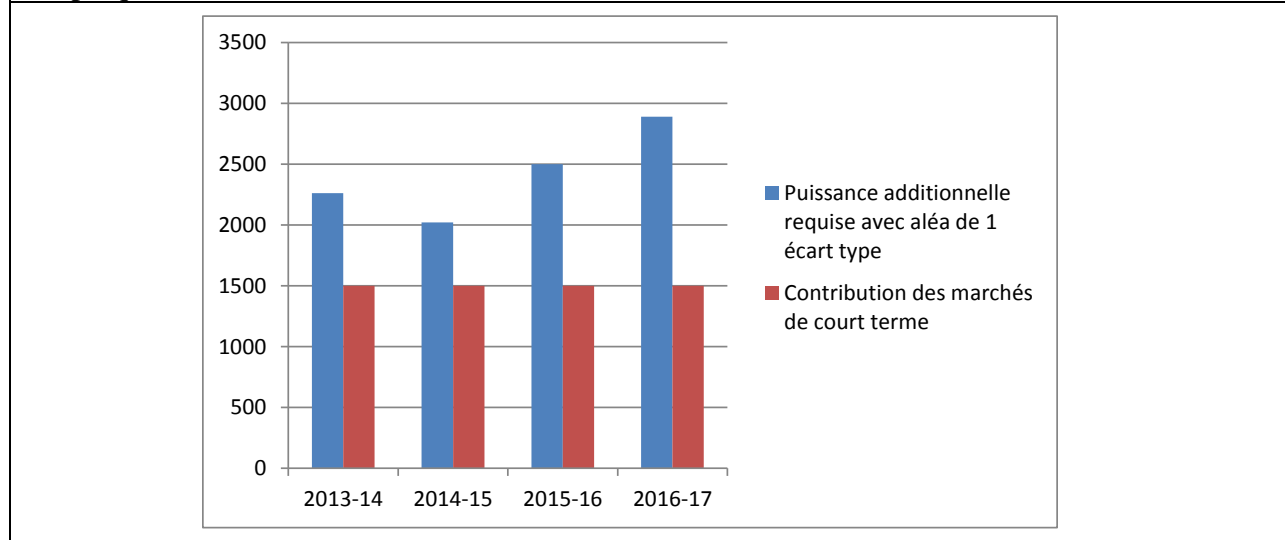
³ Ces exemples sont réducteurs, dans le sens qu'ils traitent des aléas comme s'ils étaient totalement indépendants d'une année à l'autre. Cela est peut-être vrai pour l'aléa climatique, mais beaucoup moins pour l'aléa sur la demande prévue.

Graphique 4.



Dans le cas d'un aléa d'un écart type ou plus, des ressources additionnelles en puissance seraient requises dès maintenant, soit 520 MW en 2014-15, allant jusqu'à 1 390 MW en 2016-17. La probabilité d'occurrence d'un scénario avec ce niveau de besoins additionnels (ou plus) serait de 15,87 %.

Graphique 5.



HQD ne présente pas de plan concret pour répondre à ces aléas. Sous le titre, « Gestion des scénarios de demande plus forte », le Distributeur indique que :

« Un scénario de demande plus élevé conduirait à l'écoulement plus rapide des surplus d'énergie. Afin de satisfaire la croissance accélérée des besoins en puissance, le Distributeur continuerait à privilégier le recours à la gestion de la demande en puissance et aux achats de puissance sur les marchés de court terme. Si le potentiel de ces deux sources d'approvisionnement devenait pleinement utilisé, le Distributeur pourrait lancer un appel d'offres de long terme pour l'achat de puissance garantie⁴. »

Aucune information n'est fournie quant aux types de ressources qui seraient susceptibles de répondre à un tel appel d'offres ni leurs coûts. Le Plan est également muet quant aux délais nécessaires pour un tel processus ainsi qu'aux conditions qui le mèneraient à déclencher une telle démarche.

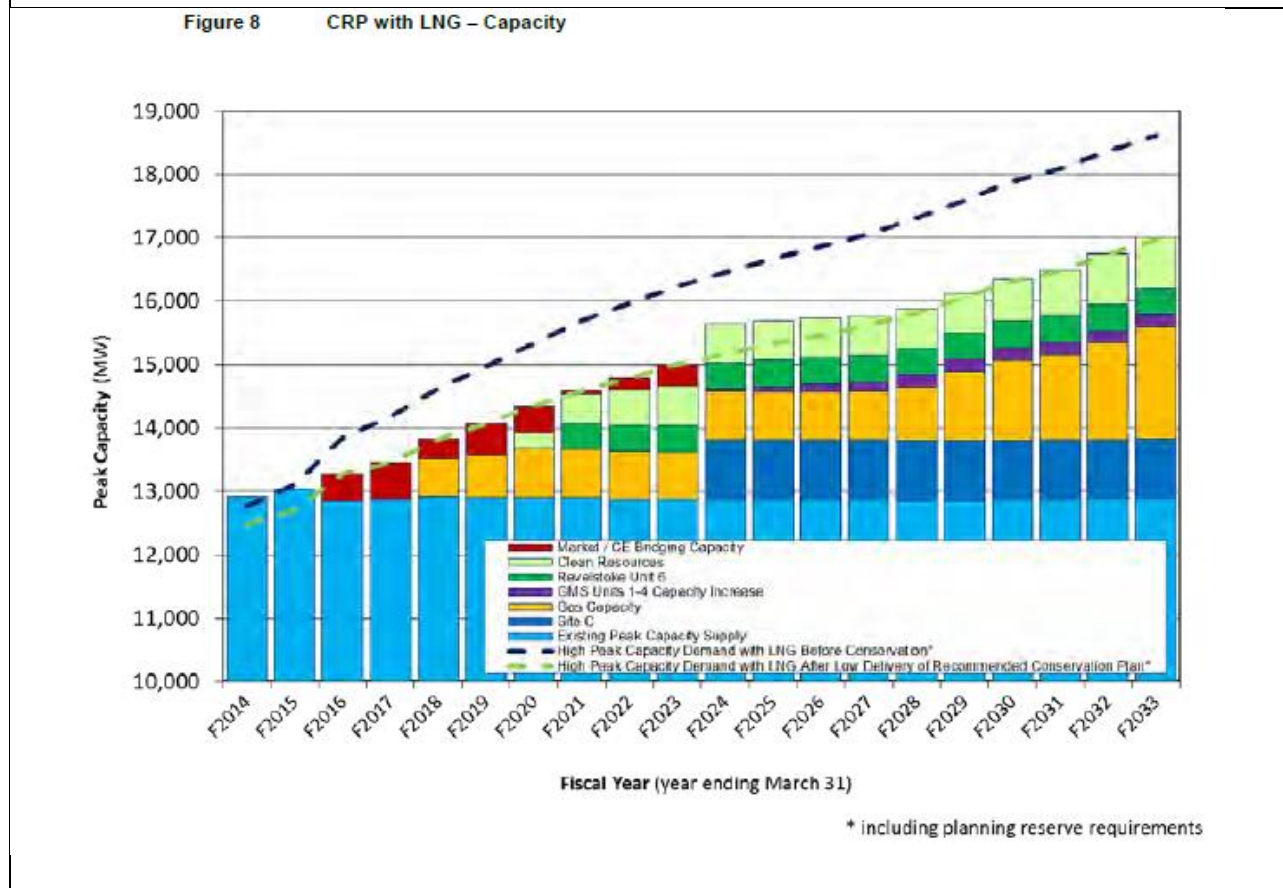
~~La preuve sur les aléas étant limitée à la période 2013-17, il n'est pas possible non plus de construire~~ En Annexe 2B, le Distributeur présente un « scénario fort » des besoins en puissance pour l'ensemble de la période couverte par le Plan, soit de 2014 à 2023, qui consiste des besoins prévus plus 1,3 écart type. Toutefois, il ne présente pas un plan pour répondre à un tel scénario.

Cette façon de faire contraste avec celle d'autres services publics, comme BC Hydro, par exemple. Dans son Integrated Resource Plan, BC Hydro présente un « Contingency Resource Plan » (plan de ressources de contingences), qui démontre qu'il est capable de répondre à une conjoncture basée sur la prévision forte de la demande (probabilité de dépassement de 10 %) couplée à un rendement faible des programmes de conservation⁵. Le Plan de contingence de BC Hydro est présenté au Graphique 6.

⁴ HQD-1, doc. 1, pages 31-32.

⁵ BC Hydro, Integrated Resource Plan, Appendix 9A, p. 9A-2, <http://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/integrated-resource-plans/current-plan/0900a-nov-2013-irp-appx-9a.pdf>.

Graphique 6. Contingency Resource Plan de BC Hydro



On peut conclure de ce survol rapide que, dans des conjonctures ayant une probabilité d'environ 30%, HQD aura besoin de quelques centaines de MW additionnelles en ressources en puissance, et ce, dans un horizon relativement court.

1.2. Le Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance

Le *Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance* (le « PTÉDGP »), produit par le Distributeur avec son État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement antérieur, présente les mesures retenues pour chacun des trois marchés principaux (résidentiel,

commercial et institutionnel, et industriel). Pour chaque mesure retenue, le document indique un potentiel (en MW) et un coût unitaire (en \$/kW-hiver).

Le document ne présente toutefois aucun sommaire de l'ampleur du potentiel technico-économique (PTÉ) global identifié. Pour les secteurs résidentiel et CI, le rapport mentionne simplement « la mesure offrant le potentiel le plus élevé », en rajoutant, à quelques reprises, que « les potentiels des mesures incluses au PTÉ [...] ne sont pas nécessairement additifs » (notre soulignement).

Évidemment, cet avertissement a un certain sens — le potentiel de 800 MW pour la « Gestion manuelle des points de consigne – comportemental », par exemple, n'est certainement pas additif avec le potentiel de 880 MW pour « Gestion des points de consigne – systèmes centraux ». Cela dit, il n'est pas évident de comprendre pourquoi il ne serait pas additif — en total ou en partie — avec le potentiel de 540 MW pour « Sécheuse – comportemental », ou avec celui de 430 MW pour « Chauffe-eau avec contrôle par minuterie ».

1.2.1. Les mesures incluses

Le potentiel des mesures incluses au PTÉ pour le secteur résidentiel est reproduit au Graphique 7.

Graphique 7. Mesures incluses au PTÉ (secteur résidentiel)

Mesures incluses au PTÉ	Coût unitaire \$/kW-hiver	Potentiel (MW)
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	20
Gestion manuelle des points de consigne - comportemental	0	800
Laveuse - comportemental	0	90
Lave-vaisselle - comportemental	0	130
Sécheuse - comportemental	0	540
Spas - comportemental	0	20
Chauffe-eau 3 éléments	14	80
Stockage thermique avec contrôle - 40 logements	16	120
Biénergie additionnelle - 40 logements	18	120
Chauffe-eau avec contrôle par minuterie	22	430
Gestion des points de consigne - systèmes centraux	28	880
Chauffe-eau - contrôle à distance (profils moyens et élevés)	37	510

On note que les premières six mesures sont de nature comportementale et sont sans coût. Toutefois, aucune information n'est fournie quant aux dépenses (en publicité, subventions, etc.) qui devraient néanmoins être consentis pour inciter les consommateurs résidentiels à adopter ces mesures comportementales.

Soulignons que la somme des potentiels de ces mesures monte à 1 600 MW. Même si le potentiel réel est moindre, tenant compte de la non-additivité partielle — qui n'est ni quantifiée, ni expliquée — de ces potentiels, le potentiel à faible coût demeure substantiel.

Le PTÉDGP précise que les « compteurs de nouvelle génération » :

« [...] ne sont pas considérés comme une mesure spécifique de gestion de la demande en puissance. En effet, dotés d'une plateforme technologique évolutive, ils offriront éventuellement la possibilité de déployer des mesures ou des programmes de gestion de la demande en puissance »⁶.

Cette affirmation est tout à fait juste. Toutefois, elle nous laisse sur notre faim quant à savoir comment les compteurs pourraient éventuellement contribuer à réaliser les potentiels (comportementaux et autres) identifiés.

1.2.2. Mesures exclues

Le rapport précise les critères de sélection pour le PTÉ, soit :

- mesures disponibles sur le marché ;
- mesures éprouvées du point de vue technologique ;
- maintien d'un service minimum acceptable.

Toutefois, il n'indique aucunement en vertu desquels de ces critères les mesures exclues l'ont été. Ces mesures exclues pour le secteur résidentiel sont indiquées au Graphique 8.

⁶ PTÉDGP, page 6.

Graphique 8. Mesures exclues du PTÉ (secteur résidentiel)

Mesures exclues du PTÉ	Coût unitaire \$/kW-hiver	Potentiel (MW)
Chauffe-eau - contrôle à distance (profils faibles)	67	480
Biénergie additionnelle - Plex, Uni.	84	1 290
PAC appoint gaz	104	900
Gestion des points de consigne - plinthes	112	1 650
Chauffe-eau à stockage accru - contrôle	115	1 480
Stockage thermique avec contrôle - Plex, Uni.	148	2 970
Électroménagers - contrôle	387	910
Chauffe-eau à stockage accru	502	250
Gestion de l'éclairage - contrôle	1174	100

Pour prendre un exemple, le « Chauffe-eau à stockage accru » (l'avant-dernier item au Graphique 8), semble bien être disponible sur le marché, éprouvé du point de vue technologique et capable de fournir un service minimum acceptable. Cela semble vrai en fait pour plusieurs des mesures exclues.

1.2.3. Adéquation du document sur le PTÉ de gestion de la demande en puissance

Le rapport sur le PTÉ de gestion de la demande en puissance, couvrant l'ensemble des secteurs, comporte seulement 14 pages. En comparaison, le PTÉ des économies d'énergie (secteurs résidentiel et CI), préparé pour la Direction d'efficacité énergétique d'HQD et déposé devant la Régie dans le cadre d'un suivi d'une audience tarifaire, comportait 99 pages, plus 25 pages d'annexes⁷. Le rapport équivalent pour l'industriel comportait 168 pages, en deux volumes.

⁷ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028_PTE/HQD_PTE_Revision2010_SecteursR-CI-A_30juin2011.pdf

Rappelons que, dans la Décision D-2011-162, la Régie a précisé ce qui suit :

« [154] *Le Distributeur indique qu'il poursuit ses initiatives pour définir le potentiel des opportunités en matière de gestion de la consommation. Entre autres, le projet de Lecture à distance (LAD) [note omise] permettra au Distributeur de qualifier les opportunités d'affaires prometteuses et de développer l'offre d'options en gestion de la consommation. Le Distributeur indique qu'il serait possible d'offrir à sa clientèle des équipements, des accessoires et des mesures de type comportemental. Par ailleurs, il poursuit ses activités de vigie et de prospection en gestion de la consommation [note omise].*

[155] *La Régie constate, à cet égard, que le Distributeur ne prend que peu ou pas d'engagements sur des mesures tangibles de gestion de la consommation et que ces dernières ne sont que faiblement représentées dans ses stratégies d'approvisionnement.*

[156] *De plus, la Régie note que le Distributeur ne présente pas une stratégie d'action élaborée en matière de gestion de la pointe. En effet, bien qu'il affirme procéder en continu à des activités de vigie « dynamique » à l'interne, ces activités ne s'assortissent d'aucun rapport, ni liste de mesures étudiées. La nature des mesures examinées et la date de tombée du résultat des recherches réalisées par l'IREQ ne sont pas, non plus, définies [note omise].*

...

[159] *La Régie demande au Distributeur d'examiner spécifiquement le PTÉ de la gestion de la consommation, pour tous les secteurs, et de déposer un rapport à cet égard dans l'état d'avancement 2012 du Plan. L'impact de chacune des mesures étudiées, retenues ou non au PTÉ¹⁴³ [note 143 : Notamment la récupération de la chaleur des eaux grises, l'impact comportemental des consignes du Distributeur en période de pointe hivernale et les nouveaux compteurs LAD.] devra y être distingué et quantifié.*

[160] *À partir de ce PTÉ, la Régie demande au Distributeur de quantifier et de lui soumettre, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, son objectif de réduction de la pointe par des mesures concrètes de gestion de la consommation.* »⁸ (nos soulignés; caractères gras dans l'original)

Le rapport PTÉDGP présenté avec l'État d'avancement 2012 ne fournit pas une base suffisamment solide pour permettre une prise de décision à l'égard des mesures de gestion de la demande en puissance, et ne répond pas adéquatement aux exigences formulées par la Régie dans sa décision D-2011-162 – notamment en négligeant d'adresser la contribution potentielle

⁸ D-2011-162, p. 50.

des nouveaux compteurs LAD à la gestion de la consommation. **Nous constatons donc que le rapport présenté avec l'État d'avancement 2012 n'est pas adéquat.**

2. COMPTEURS INTELLIGENTS

2.1. Note terminologique

Dans le cadre des dossiers R-3770-2010 et R-3863-2013, le terme utilisé par HQD pour faire référence aux compteurs était « compteurs de nouvelle génération ». Ce terme, peu descriptif, deviendra inévitablement désuet assez rapidement, avec l'arrivée de générations de compteur encore plus récente. Dans l'approbation de Mesures Canada, le compteur est décrit comme un compteur à semi-conducteurs (*solid state*). Toutefois, il y a d'autres types de compteur à semi-conducteurs, qui ne sont pas adaptés à la lecture à distance.

La Régie, dans la décision précitée, utilisait l'expression « les nouveaux compteurs LAD ». Toutefois, la capacité de ces compteurs de fournir à l'utilisateur des informations en temps presque réel n'est pas captée par cette expression.

Quoiqu'il est aussi imprécis, nous utiliserons le terme « compteur intelligent » (*smart meter*) pour faire référence à des compteurs qui peuvent transmettre des lectures périodiques en utilisant des réseaux sans fil, soit aux fins de la facturation (via le Neighbourhood Area Network, ou NAN, du service public), soit aux fins d'informer l'utilisateur de sa consommation (via son propre Home Area Network, ou HAN).


2.2. Les compteurs intelligents d'HQD

Quelques 80% des compteurs intelligents résidentiels qu'installera HQD sont du modèle Focus AX de Landis+Gyr⁹. L'infrastructure de communication consiste en un système GridStream RF de la même compagnie¹⁰.

Les compteurs Landis+Gyr d'Hydro-Québec comportent l'indication « Focus AXR-SD ». Selon l'avis d'approbation de Mesures Canada, le « Focus AXR-SD » est un « compteur FOCUS AX avec un enregistreur d'impulsions interne et un interrupteur-sectionneur¹¹ ».

À la section 3.3 (Détails de module de communication), ce document indique que le système de Communications Gridstream RF inclut un module Zigbee, et qu'il peut être mis à jour.

Graphique 9.

3.3 Communication Module Details		3.3 Détails de module de communication	
Communication Types / Types de communication		Functions / Fonctions	
① Radio Frequency Communication (RF) / Communication de radiofréquence (RF) ② Power Line Carrier (PLC) / Courants porteurs en ligne (CPL) ③ Modem / Modem ④ Other Communication Type / Autres types de communication		⑤ Energy Function / Fonction d'énergie ⑥ Demand Function / Fonction de puissance appelée ⑦ Pulse Recorder / Enregistreur d'impulsions ⑧ Time Of Use / Temps d'utilisation ⑨ Remote Disconnect / Sectionneur à distance ⑩ Other Functionality / Autres fonctionnalités	
Landis + Gyr EMS			
Device / Appareil	Communications Type / Type de communication	Additional Functions / Fonctions supplémentaires	Burden / Fardeau
Gridstream RF (0864)	①④ (Zigbee)	⑨⑩	3.6 VA Capacitive/Capacitif
The legally non-relevant Gridstream RF (0864) software is updatable. Le logiciel juridiquement non-pertinent du Gridstream RF (0864) peut être mis à jour.			
			

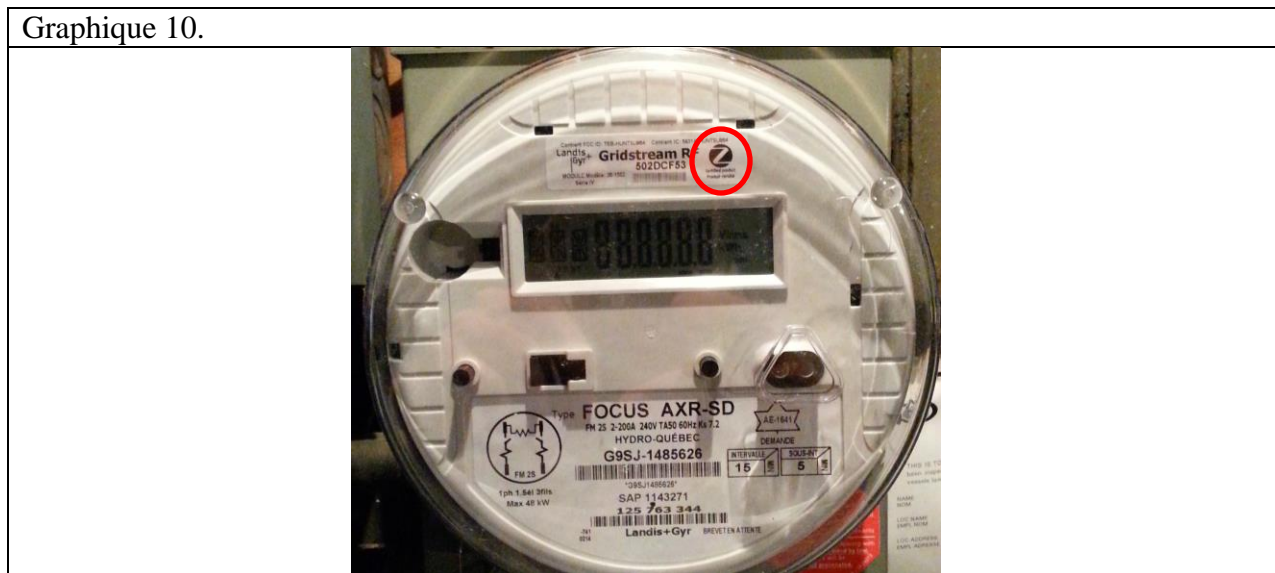
⁹ <http://www.landisgyr.com/landisgyr-chosen-by-hydro-quebec-for-its-next-generation-smart-meter-roll-out/>

¹⁰ Ibid.

¹¹ Mesures Canada, Avis d'approbation AE-1641 Rev. 22, 2013-10-02.

Effectivement, les compteurs installés portent le logo Zigbee sur l'étiquette (indiqué en rouge).

Graphique 10.



2.3. Mise en valeur des compteurs

Les compteurs intelligents ont plusieurs capacités, outre celle de permettre la lecture à distance, qui a justifié leur acquisition, notamment celle de permettre la communication entre le compteur et différents équipements domestiques dotés des systèmes de communication Zigbee.

On peut en distinguer, entre autres, deux modalités différentes :

- fournir de l'information aux résidents, via un *In-Home Display* (IHD), afin de les aider à faire des choix de consommation éclairés, et
- déclencher directement des systèmes automatiques (gestion à distance).

Soulignons que le PTÉDGP distingue aussi entre les mesures comportementales et celles gérées à distance (ou « avec contrôle »), comme on le remarque dans ce tableau¹² :

Graphique 11.

Mesures sur les électroménagers	
Sécheuse – comportemental ou avec contrôle	Ne pas utiliser la sécheuse aux heures de pointe – comportemental ou avec possibilité de gestion à distance
Lave-vaisselle – comportemental ou avec contrôle	Ne pas utiliser le lave-vaisselle aux heures de pointe – comportemental ou avec possibilité de gestion à distance
Laveuse – comportemental ou avec contrôle	Ne pas utiliser la laveuse aux heures de pointe – comportemental ou avec possibilité de gestion à distance
Spas – comportemental ou avec contrôle	Ne pas chauffer le spa aux heures de pointe – comportemental ou avec possibilité de gestion à distance

Comme nous l'avons vu aux Graphiques 7 et 8, ci-dessus, la plupart des mesures avec « contrôle » sont exclues du PTÉ. Ainsi, nous allons nous limiter ici à la première modalité, soit **les gains comportementaux qui peuvent découler de la mise en œuvre de systèmes qui font appel au compteur pour fournir de l'information directement aux résidents, notamment sur leur consommation d'électricité.**

L'intégration de la norme Zigbee dans ses compteurs FOCUS est en fait souvent soulignée par Landis+Gyr dans ses documents publicitaires¹³. Toutefois, selon le Distributeur, la carte Zigbee dans les compteurs d'HQD n'est pas activée, et celui-ci ne prévoit pas l'activer « pour le moment »¹⁴. Il est impossible pour un consommateur d'activer la carte Zigbee sans l'intervention du Distributeur¹⁵. HQD ne connaît pas les coûts qu'impliquerait l'activation des cartes Zigbee¹⁶, et il ne fait pas de veille sur les produits pouvant être utilisés avec celle-ci¹⁷. Il

¹² PTÉDGP, p. 7, extrait du tableau « Mesures retenus au secteur résidentiel ».

¹³ REF

¹⁴ HQD-3, doc. 10.1, R9.1, p. 6.

¹⁵ Ibid., R. 9.2, p. 7.

¹⁶ Ibid., R. 9.6, p. 8.

n'a pas non plus sollicité, ni obtenu de l'information quant aux coûts des moniteurs produits par Landis + Gyr qui sont compatible avec le compteur Focus¹⁸.

Ce manque d'intérêt de la part du Distributeur s'explique difficilement, étant donné les besoins en puissance identifiés à la section précédente.

2.4. Études

Dans les dernières années, plusieurs chercheurs ont publié des études concernant l'effet de la rétroaction en temps réel auprès des consommateurs d'électricité. En voici un court survol.

*Étude pilote en Ontario (2006)*¹⁹

En 2006, Hydro One a mené une étude pour déterminer si la simple présence d'un In-Home Display (IHD) mènerait à une réduction de la consommation d'électricité. L'étude suivait la consommation de plus de 400 ménages sur une période de 2,5 ans. Les résultats étaient normalisés en fonction des données météorologiques ainsi que des types d'électroménagers dans chaque ménage. Aucune autre mesure visant la conservation d'énergie n'a été fournie aux familles participantes.

Les résultats démontraient une réduction de 6,5% dans la consommation d'électricité. L'effet était beaucoup moindre pour le chauffage des lieux, plus élevé pour le chauffage de l'eau et les autres utilisations.

¹⁷ Ibid., R. 9.9, p. 9.

¹⁸ Ibid., R. 9.8, p. 8.

¹⁹ Hydro One, *The Impact of Real-Time Feedback on Residential Electricity Consumption: The Hydro One Pilot*, mars 2006.

*Alberta Real-Time Electricity Consumption Monitoring Study (mars 2012)*²⁰

Mandaté par le ministère albertain d'énergie et celui de l'environnement et l'eau, un groupe mené par le professeur Dean Mountain a entrepris une étude avec la collaboration d'ENMAX et d'EPCOR afin de répondre aux questions suivantes :

1. Est-ce que les informations en temps réel sur la consommation d'électricité ont une valeur pour les consommateurs?
2. Est-ce qu'ils utilisent ces informations afin de gérer ou de réduire leur consommation?
3. Combien d'énergie peut être économisée grâce à ces informations?

L'étude comparait la consommation d'électricité de 285 familles ayant eu un In-Home Display pendant un an, par rapport à leur propre consommation pour les deux années antérieures, après normalisation. Il y avait également un groupe de contrôle qui répondait aux mêmes questionnaires, mais sans avoir accès à un In-Home Display.

L'étude démontrait une réduction globale de 9% dans la consommation d'électricité, avec des réductions pour l'eau chaude et le chauffage des lieux de 17% et 14%, respectivement. Les résultats étaient statistiquement significatifs, avec un niveau de confiance de 99%. Pour la climatisation, l'effet était moindre. L'étude a mesuré uniquement les effets sur la consommation en énergie, pas sur la demande en puissance.

Le même chercheur a mené une étude pilote à Terre-Neuve et Labrador, publiée aussi en 2012, avec des résultats similaires²¹.

²⁰ www.albertatechfutures.ca/Portals/0/documents/AlbertaRealTimeElectricityConsumptionMonitoringReportFinal3.1.pdf

²¹ McMaster University, Research Institute for Quantitative Studies in Economics and Population, Real-Time Feedback and Residential Electricity Consumption: The Newfoundland and Labrador Pilot, avril 2012.

ACEEE Méta-Analyse (2010)²²

En 2010, le American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) publiait une « méta-analyse » qui regardait les résultats de 57 études en neuf pays.

En termes des gains en conservation d'énergie, les résultats se présentent comme suit :

Graphique 12.

Study Location	ERA				STUDY SIZE			
	Energy Crisis Era (<1995)		Climate Change Era (1995+)		Small (<100)		Large (100+)	
	Average Savings	Number of Studies	Average Savings	Number of Studies	Average Savings	Number of Studies	Average Savings	Number of Studies
United States	10.8%	13	7.4%	19	11.9%	18	5.2%	14
Canada	8.7%	2	8.1%	7	10.1%	5	6.5%	4
Europe	11.2%	5	9.1%	8	18.0%	2	8.3%	11
Other	3.7%	1	10.5%	2	8.2%	3	n.a.	0
Total	10.3%	21	8.2%	36	11.6%	28	7.7%	29

À l'encontre des études mentionnées ci-dessus, cette méta-analyse de l'ACEEE regardait non seulement la conservation de l'énergie, mais aussi la question de *demand response*, c'est-à-dire la réduction de la demande en puissance.

Onze (11) des études répertoriées, dont neuf publiées depuis l'an 2000, ont regardé cette question.

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant²³ :

²² ACEEE, Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Program: A Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities, Report E105, juin 2010, p. 61, Tab. 18.

²³ Ibid., p. 68.

Graphique 13.

Table 21. Key Studies on Recent Demand Response Programs

Type of Program	Energy Efficiency and Conservation Programs [N=46]	Peak and TOU Programs (1977-2010) [N=11]		Recent Peak and TOU Programs (2004-2010) [N=9]	
		Overall Energy Savings	Peak Savings	Overall Energy Savings	Peak Savings
Average	9.8%	2.4%	13.3%	3.7%	15.7%
Median	9.3%	0.5%	13.3%	3.3%	17.0%
Minimum	1.2%	-5.5%	1.2%	0.0%	5.5%
Maximum	32.0%	8.6%	23.3%	8.6%	23.3%

Ainsi, dans les neuf études les plus récentes, la moyenne des gains en termes de réduction de la demande en puissance était de 15,7%.

Il importe de souligner que les auteurs de cette étude mettent l'emphase sur la conservation d'énergie. Ainsi, ils se démontrent déçus du fait que des gains en puissance ne sont pas nécessairement accompagnés par des gains en conservation :

« In terms of programs targeted at peak load reduction, the field is starting to accumulate sufficient evidence to draw some tentative conclusions about AMI metering and time-differentiated pricing as a load management strategy. Several recent studies suggest that significant reductions in peak energy use have been achieved in residential sector pilot tests of AMI meters with peak pricing regimes, but the same studies indicate virtually no savings in overall annual energy use [références omises]. To quote the authors of the Charles River Associates study of the California Statewide Pricing Pilot: "People increased energy use during off-peak periods by almost exactly the same amount that they decreased energy use during peak periods. »²⁴

²⁴ Ibid., pages 67-68.

Or, dans la conjoncture précise où se trouve le Distributeur, avec un surplus important d'énergie et un bilan serré de puissance, un tel résultat ne serait pas problématique.

Il faut toutefois préciser que plusieurs de ces études ont été menées dans des juridictions ayant un prix d'électricité qui varie selon l'heure d'utilisation, ce qui n'est évidemment pas le cas au Québec.

Dans la prochaine section, nous regarderons quelques programmes de mise en valeur des compteurs intelligents qui peuvent trouver application sans faire appel à des tarifs variables.

2.5. Programmes résidentiels pour atténuer la pointe

Dans des juridictions où les tarifs varient en fonction de l'heure ou selon le prix de marché, les compteurs intelligents peuvent évidemment aider les consommateurs à réduire leurs facteurs d'électricité, tout en aidant le service public à réduire ses besoins en puissance.

Par ailleurs, certains services publics ont mis en place des programmes qui ont le même effet, sans faire appel à des tarifs *time-of-use*. Il s'agit en fait d'un crédit offert aux consommateurs qui réussissent à réduire leur consommation pendant des périodes critiques.

Typiquement, ces programmes prévoient des annonces la veille des journées « critiques ». Ensuite, ils offrent des crédits importants en fonction de la réduction de la demande du consommateur pendant les heures de pointe à la journée critique, par rapport à son propre *baseline*.

San Diego Gas & Electric, par exemple, établit la *baseline* comme étant la consommation moyenne pendant les heures de pointe sur les cinq jours ouvrables avant le jour critique annoncé

(la « Save Power Day »). Si la consommation entre 14h et 18h à la journée critique est moindre que cette *baseline*, le consommateur est crédité avec 0,75 \$/kWh de réduction²⁵.

Un programme similaire est en vigueur à la *Southern California Edison* (SCE), mais le crédit monte à 1,25 \$/kWh pour des ménages ayant mis en place des systèmes automatiques de réduction (par exemple, des thermostats qui peuvent être contrôlés par SCE)²⁶.

À notre avis, il s'agit d'une approche fort intéressante dans le contexte québécois. En fait, il permettrait au Distributeur d'acheter de la « puissance interruptible » auprès de l'ensemble de sa clientèle.

Du point de vue du consommateur, il s'agit d'une option strictement facultative. Il n'a qu'à s'inscrire au programme et il reçoit des crédits sur sa facture si sa consommation diminue pendant des heures critiques. À la limite, il n'a même pas besoin d'un IHD, bien que sa motivation puisse être fort probablement plus grande s'il peut suivre en temps réel les conséquences de ses gestes de réduction de la demande.

Du point de vue du Distributeur, il y aura sans doute des coûts reliés à la conception, la mise en œuvre et la publicisation d'un tel programme. Toutefois, une fois le programme lancé, les coûts d'opération devraient être modestes — outre bien sûr le prix d'achat de cette « puissance interruptible ».

On peut aussi prévoir des bénéfices secondaires. Les études répertoriées à la section précédente démontrent clairement que le fait d'être conscient de sa consommation d'électricité ouvre la porte à la modification de celle-ci. Nous ne doutons pas que le Distributeur fera preuve de la

²⁵ <https://www.sdge.com/residential/reduce-your-use/reduce-your-use-rewards-faq>

²⁶ <https://www.sce.com/wps/portal/home/residential/rebates-savings/save-power-day>

créativité requise pour trouver les meilleures façons de bénéficier de cette ouverture, étant donné les multiples spécificités du réseau québécois et de sa clientèle.

2.6. Défis techniques

Le Distributeur indique qu'il ne connaît pas les coûts qu'impliquerait l'activation de la carte Zigbee, que ce soit pour un consommateur ou pour l'ensemble de consommateurs²⁷. Il ne précise toutefois pas qu'est-ce qu'il entend par « activation ».

Selon M. Jonathan Pettit, directeur du programme AMI pour Oncor — un service public texan qui utilise les mêmes compteurs Focus AXR-SD Landis+Gyr qu'HQD, et qui a un programme actif de systèmes HAN²⁸ — le logiciel de Landis+Gyr qui gère la communication avec les compteurs (appelé le Command Center), est déjà habilité à communiquer avec la carte Zigbee.

Toutefois, avant de pouvoir utiliser un appareil Zigbee, il doit être inscrit au compte de l'utilisateur, avec son numéro de série.

En fait, Landis+Gyr affiche avec fierté la capacité de ses compteurs Focus AX avec GridStream de communiquer avec des appareils de type Zigbee :

« The addition of the Gridstream PLC module for the FOCUS AX provides customers with the option to choose the most advanced residential meter with features to support home area networking, prepay programs, peak pricing programs, and other means of promoting efficiency and service, » said Jeff Carkhuff, General Manager of Middle Market Systems at Landis+Gyr.

²⁷ HQD-3, doc. 10.1, R. 9.6, p. 8.

²⁸ Communication personnelle, Jonathan Pettit, AMI Program Manager, Oncor.

With the optional ZigBee communications module, utilities can communicate with certified devices inside the home, such as in-home energy monitors like the Landis+Gyr ecoMeter, to display consumption and pricing information for consumer »s²⁹.

Depuis le lancement de sa version 4.0 en mai 2009, le système *Command Center* de Landis+Gyr permet le déploiement des « *personal energy management devices* ». Selon son communiqué:

« Landis+Gyr's Latest System Release Supports Home Area Networking Applications

Command Center 4.0 is the first software release to provide end-to-end support for the ZigBee® Smart Energy Profile, which includes Elliptic Curve Cryptography (ECC)-based security. Using this interface, the advanced metering network can connect devices such as in-home displays, thermostats and direct load control devices in the home-area network to enhance consumer involvement in energy management.

“Our approach to personal energy management is to provide interoperable systems that accommodate the ability to use home-area networking for consumer education, flexible pricing programs and demand response,” said Michelle Mindala-Freeman, Vice President of Marketing and Product Management at Landis+Gyr. “The Command Center 4.0 release represents the next step in bringing user-friendly and cost-efficient personal energy management solutions to our advanced metering customers.”

Oncor, the largest power delivery company in Texas, is the first to use this software to allow deployment of personal energy management devices as part of its full-scale Gridstream system installation and in alignment with the requirements and timeline for home-area networking as outlined by the Texas Public Utility Commission.

The system is designed to be compatible with Smart Energy Profile 1.0 certified devices [la version de Zigbee utilisé dans les compteurs d'HQD]. A variety of personal energy management device manufacturers, including Tendril, LS Research, Energate and Comverge, have worked with Landis+Gyr on interoperability testing. Command Center 4.0 also supports the Landis+Gyr ecoMeter in-home display, which will be available to the US market this summer.

²⁹ Communiqué, Landis+Gyr Announces Commercial Availability of Gridstream PLC Communications, 20 février 2010.

"The Gridstream platform offers the full range of security features available within the Smart Energy Profile standards, which is something that sets Landis+Gyr apart from many others," said Michael Delage, VP of Product Management at Energate, a smart thermostat and HAN energy management solution provider. "Energate has been very impressed with the capabilities of the Landis+Gyr team, as well as with their robust product offering. »³⁰

Nous ignorons quelle version du *Command Center* est utilisée par Hydro-Québec. La version 6.1 a été lancée en janvier 2014, et est déjà utilisée par Oncor (Texas).

En Colombie-Britannique, la compagnie Horizon Technologies, dirigée par Ludo Bertsch, mène un projet pilote utilisant des ordinateurs de type « tablette » comme des IHD avancés, avec la collaboration de BC Hydro, dans un projet communautaire d'efficacité énergétique³¹.

Selon M. Bertsch, la norme Zigbee supporte l'« interoperability » avec des produits de nombreuses marques. Soulignons par ailleurs que, en lançant son ecoMeter IHD en 2009, Landis+Gyr soulignait sa compatibilité avec les compteurs Focus AX avec Zigbee³².

« Landis+Gyr releases next generation ecoMeter in-home energy monitor

Designed for convenient placement anywhere in the home, the ecoMeter uses short-range radio signals to communicate with qualified advanced meters using the ZigBee® Smart Energy Profile. In addition to current energy consumption, the monitor stores and reports historical energy use, cost of power – including up to four time-of-use cost tiers – and uses color coded alerts when energy use goes above average (or “normal”) consumption.

“In-home energy monitors, like our ecoMeter products, allow utilities to engage consumers and give them an active role in energy management and demand response,” said Shelley Moister, Product Manager at Landis+Gyr. “The P250, using the Smart Energy Profile to

³⁰ <http://www.landisgyr.com/landisgyrs-latest-system-release-supports-home-area-networking-applications/>

³¹ <http://www.solarcolwood.ca/smart-grid.php>

³² <http://electricalsandelectronics.retail-business-review.com/news/landis-gyr-launches-next-generation-ecometerm-energy-monitor.>

communicate with the smart meter, provides standards-based compatibility with Gridstream advanced metering solutions.”

The P250 is compatible with smart energy profile 1.0 compliant meters and will initially be available to utilities using Landis+Gyr’s advanced E330 (FOCUS AX) and E350 (FOCUS AX SD) meters that are ZigBee-enabled. The communication link between the meter and ecoMeter is established using a unique and secure access code for each display, providing the privacy protection that is important to both the utility and their customers. » (nos soulignés)

2.7. Discussion

Les études mentionnées à la section 2.4 ci-dessus indiquent que la simple présence d’un *In-Home Display* a souvent pour effet de diminuer la consommation d’électricité dans les ménages. Ces études démontrent aussi qu’il y a un grand nombre de facteurs qui influent sur les gains réels à obtenir.

Malgré les investissements très substantiels en cours pour remplacer son parc de compteurs, le Distributeur n’a montré jusqu’ici aucun signe d’intérêt quant à la possibilité de les utiliser pour obtenir des gains en efficacité énergétique, ou pour répondre à ses besoins en puissance.

Étant donné le grand nombre d’approches technologiques d’IHD sur le marché et le grand nombre de variables quant aux paramètres d’un programme d’efficacité énergétique construit autour de ces appareils, il serait bien sûr prématuré d’essayer de prescrire la solution optimale. Par contre, si rien n’est fait, aucune connaissance n’est acquise. Il semble donc qu’une direction de la part de la Régie est requise afin d’amener le Distributeur à initier sa réflexion dans ce sens.

Le besoin du Distributeur d’identifier des ressources additionnelles en puissance afin de pouvoir répondre aux besoins en fonction des aléas climatiques et de la demande rajoute une certaine urgence à la question.

Les exemples précités (comme le *Save Power Day* de SDGE) démontrent que la simple présence des IHD — sans parler des appareils Zigbee plus sophistiqués, qui peuvent faire appel aux automatismes pour contrôler la demande— permettrait aux consommateurs de contribuer directement aux besoins de puissance du Distributeur. Il s’agirait, en effet, d’un type de puissance interruptible dans le secteur résidentiel. Que ce soit conçu comme programme tarifaire ou commercial, le dossier tarifaire est sans doute le forum approprié pour en traiter.

2.8. Recommandations

Afin de permettre au Distributeur de bénéficier des gains en puissance basés sur la réponse de sa clientèle résidentielle, nous recommandons à la Régie d’exiger que le Distributeur :

- s’informe des étapes nécessaires pour pouvoir activer les cartes Zigbee des consommateurs sur demande, et en faire rapport à la Régie;
- étudier les coûts et bénéfices de la mise en place d’un système de *demand response* résidentiel, inspiré par les programmes de SCE et de SDGE décrits ci-dessus, et à en faire rapport à la Régie;
- initie une veille des produits IHD sur le marché, incluant leurs coûts et bénéfices, et en faire rapport à la Régie;
- initie une étude afin de décider s’il serait opportun d’offrir des incitatifs pour promouvoir l’acquisition des IHD par sa clientèle résidentielle, et en faire rapport à la Régie; et
- en fonction des résultats, inclure dès son dossier tarifaire 2016-17, au plus tard, de ou des programmes commerciaux ou tarifaires conçus afin de réaliser les bénéfices potentiels des compteurs intelligents à l’égard de la consommation d’énergie et la demande en puissance de sa clientèle.