



COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES- CAPITALE

AVIS

AVIS-20090605-075

relatif à l'introduction du "smart metering" en Région de Bruxelles-
Capitale

**Etabli en application de l'article 30bis §2 2° de l'ordonnance
électricité.**

5 juin 2009

Table des matières

1	Introduction	3
2	Définition	3
3	Cadre légal.....	4
4	Etat des expériences en cours	5
4.1	Situation en Europe	5
4.2	Situation en Belgique.....	7
4.2.1	Flandres.....	7
4.2.2	Wallonie	7
4.2.3	Bruxelles.....	7
4.2.4	Spécificités belges	8
5	Analyse coûts/bénéfices.....	8
6	Smart metering vs. smart grid.....	9
7	Décisions à prendre et calendrier	11
8	Conditions et étapes pour une mise en œuvre globale.....	12
8.1	Liste des fonctionnalités à offrir, pour quels segments de marché et à quelle date?	12
8.2	Déploiement global rapide ou déploiement par phase?	13
8.3	Identification des besoins de « smart grid », en particulier en Région de Bruxelles-Capitale? 13	
9	Conclusion.....	15

I Introduction

La Région de Bruxelles-Capitale est pleinement compétente pour la définition du modèle de marché pour l'alimentation des clients raccordés aux réseaux de distribution et pour la régulation technique de ce réseau. A ce titre, elle souhaite fixer des règles en matière de « smart metering » par voie d'ordonnance ou par le biais des procédures d'approbation des règlements techniques et des plans d'investissement du gestionnaire de réseau de distribution.

Dans ce contexte et étant donné l'importance du débat, Brugel souhaite dresser une synthèse de l'état de l'art et formuler un avis préliminaire relatif à l'introduction du « smart metering », ses enjeux et ses conséquences pour les différents acteurs du marché sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale. A noter que cet avis revêt encore un caractère préliminaire et provisoire pour diverses raisons qui seront clarifiées au fil du document.

2 Définition

Le « smart metering » (comptage intelligent) est un dispositif de comptage (digital) évolué composé d'un « smart meter » (compteur intelligent) dialoguant avec un système central de traitement de l'information via une infrastructure de communication (basée essentiellement sur les technologies CPL¹, GPRS et/ou ADSL ou le câble de télédistribution).

Ce dispositif permet dans l'absolu (liste non exhaustive):

- I. l'enregistrement des données de consommation réelle des clients, ainsi que leur envoi automatique, à fréquence définie, à un système central de traitement de l'information, permettant:
 - a. une facturation rapide et précise, basée sur des données réelles
 - b. une diminution du risque de réconciliation pour le fournisseur
 - c. une détection plus aisée des fraudes et les consommations anormales
 - d. moins d'erreurs et de rectifications
 - e. des déménagements facilités
 - f. un contrôle plus facile de sa consommation par l'utilisateur (pour autant que celui-ci ait accès facilement aux données, via par exemple un écran relais au sein des pièces à vivre)

¹ Le terme « Courants Porteurs en Ligne » (CPL en anglais PLC « power line carrier ») réfère à une technologie permettant le transfert d'informations numériques en passant par les lignes électriques.

- g. la suppression des visites des agents à domicile (économie, sécurité²) dans la mesure où les compteurs d'électricité et de gaz sont relevés, voire même celui de l'eau
 - h. une meilleure prise en compte de la production d'électricité de l'utilisateur (panneaux photovoltaïque, micro-cogénération, autres types de production locale décentralisée)
2. la réalisation à distance de certaines opérations sur les compteurs telles que les ouvertures/fermetures, le placement et la modulation des limiteurs de puissance (1380 W à 4600 W) et les coupures judiciaires sans visite des agents à domicile (économie, sécurité)
3. la création de nouveaux processus de marché, tels que:
 - a. segmentation de l'offre sur base de l'analyse des profils de consommation individuels
 - b. interruptibilité/ modularité tarifée³
 - c. interruptibilité/ modularité dans une perspective de gestion de congestion locale

Il n'existe encore aujourd'hui aucune norme en la matière sur le marché, tant au niveau des fonctionnalités offertes par les compteurs qu'au niveau de la communication des données (technologie et protocole de communication pour l'essentiel).

3 Cadre légal

Plusieurs directives européennes récentes contiennent des dispositions relatives aux fonctions que doivent remplir les systèmes de mesure et de comptage afin notamment d'inciter les consommateurs à adopter un comportement contribuant à l'atteinte des objectifs communautaires de maîtrise de l'énergie.

C'est ainsi que l'article 13 de la directive 2006/32/CE du 05 avril 2006, relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, dispose notamment que:

« 1. Les Etats membres veillent à ce que dans la mesure où cela est techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, les clients finals dans le domaine de l'électricité [...] reçoivent à un prix concurrentiel des compteurs individuels qui mesurent avec précision leur consommation effective et qui fournissent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée.

« 2. Les Etats membres veillent à ce que, le cas échéant, les factures établies par les distributeurs d'énergie, les gestionnaires de réseaux de distribution et les entreprises de vente d'énergie au détail soient fondées sur la consommation réelle d'énergie et présentées de façon claire et compréhensible. Des informations appropriées accompagnent les factures pour que les clients finals reçoivent un relevé complet des coûts actuels de l'énergie. Des factures sur la base de la consommation réelle sont établies à des intervalles suffisamment courts pour permettre aux clients de réguler leur consommation d'énergie ».

² A noter que la suppression des visites des agents à domicile présente aussi des inconvénients. Cela suppose en effet moins de contrôle indirect de l'état de l'installation, de l'installation intérieure, du risque CO, des odeurs gaz, des fraudes, etc.

³ Y compris dans la perspective de nouveaux usages tels que les voitures électriques.

Par ailleurs, le 3^e paquet de mesures législatives sur l'énergie de l'Union Européenne (aujourd'hui en phase finale de négociation) prévoit que « 80% des consommateurs devraient avoir accès en 2020 à des systèmes intelligents de contrôle de la consommation ».

Cette disposition est contenue dans l'annexe A de la directive:

« (ia) Member States shall ensure the implementation of intelligent metering systems that shall assist the active participation of consumers in the electricity supply market. The implementation of those metering systems may be subject to an economic assessment of all the long-term costs and benefits to the market and the individual consumer or which form of intelligent metering is economically reasonable and cost-effective and which timeframe is feasible for their distribution.

Such assessment shall take place within 18 months after the date referred to in Article 49(1).

Subject to this assessment, Member States or any competent authority they designate shall prepare a timetable with a target of up to 10 years for the implementation of intelligent metering systems.

Where roll-out of smart meters is assessed positively, at least 80 % of consumers shall be equipped with intelligent metering systems by 2020.

The Member States, or any competent authority they designate, shall ensure the interoperability of those metering systems to be implemented within their territories and shall have due regard to the use of appropriate standards and best practice and the importance of the development of internal market in electricity.”

Enfin, l'Union Européenne vient de donner mandat aux trois instances de normalisation suivantes:

- CEN (normalisation dans le domaine de l'eau et du gaz essentiellement)
- CENELEC (normalisation dans le domaine de l'électricité)
- ETSI (normalisation dans le domaine des télécommunications)

de développer des normes aux niveaux des télécommunications et fonctionnalités des compteurs intelligents dans un délai respectivement de 9 et 30 mois (à dater de la publication officielle du mandat).

4 Etat des expériences en cours

4.1 Situation en Europe

Les premiers projets smart metering ont été initiés dès 2003, pour répondre à des problématiques locales:

- I. en Amérique du Nord, Pacific Gas and Electric Company et Southern California Edison pour éviter des ruptures majeurs d'approvisionnement

2. en Europe, l'italien Enel, principalement pour lutter contre la fraude⁴ et le suédois Vattenfall, confronté à une forte dispersion de la population sur de grandes étendues, pour maîtriser le coût du relevé et réduire les interventions chez les clients.

Ce mouvement connaît actuellement une seconde vague d'expérimentation en Europe, dont l'intensité est extrêmement variable de pays à pays. Le graphique suivant, extrait d'une étude de Capgemini datée de mai 2009, illustre l'état de la régulation et de l'implémentation du smart metering, essentiellement en Europe.



On constate à sa lecture que le contexte, les motivations, les contraintes, voire les solutions apportées, sont très différents d'un pays à l'autre.

⁴ A noter que la technologie Enel permet uniquement un relevé mensuel des compteurs.

4.2 Situation en Belgique

4.2.1 Flandres

Le gestionnaire de réseau de distribution Eandis a défini un plan de déploiement du smart metering en 3 étapes:

1. projet pilote: 4000 compteurs en 2009-2010
2. phase de roll-out pilote: 40.000 compteurs en 2011-2013
3. roll-out complet: 4.000.000 compteurs de 2014 à 2018

Il a à cette fin déposé un brevet pour un modèle de compteur sur mesure, très sophistiqué, augurant de l'attribution de très nombreuses fonctionnalités à celui-ci (réf. EPZ009807A1).

Par ailleurs, au terme de la plateforme « Marktmodel », la VREG a publié un rapport sur le werktijdstip « smart metering » présenté lors du colloque Brugel du 1er avril 2009.

4.2.2 Wallonie

La CWaPE compte soumettre prochainement à concertation une note recommandant:

- l'imposition de fonctionnalités minimales en matière de smart metering (télérelève mensuelle, ouverture/fermeture à distance). Elle pourrait être accompagnée de l'imposition d'une facturation mensuelle.
- l'équipement de 80% des points de fourniture pour 2018 et un projet pilote à définir.
- l'extension des possibilités de pilotage des réseaux locaux par les GRD (définition et déclenchement des plages tarifaires, déclenchement des clauses d'interruptibilité).
- la fixation du nombre de SLP (Synthetic Load Profile) à 4.

De son côté, Ores a annoncé son intention de mettre en œuvre un projet pilote (1500 compteurs) tout en indiquant très clairement sa prudence vis-à-vis de l'utilité de la diffusion du smart metering pour les consommateurs.

4.2.3 Bruxelles

Afin de pouvoir choisir à terme une stratégie de développement adéquate à Bruxelles, Sibelga a lancé un projet pilote en 2007 afin d'acquérir une maîtrise de la technologie et de confronter la théorie à la réalité du terrain. Brugel et le gouvernement bruxellois sont associés à cette initiative, qui peut être résumée comme suit:

- installation de 1.000 compteurs (étendu à maximum 2000 si justifié) d'ici fin 2009
- en collaboration avec trois fournisseurs différents (Actaris, Landis et Siemens)
- s'appuyant sur les technologies GPRS et CPL

- sans intégration avec les systèmes informatiques de la société
- sans inclure le gaz

Les résultats du projet révèlent à ce stade un faible degré de maturité globale du marché ainsi que de relativement décevantes performances en termes de télécommunications, qui excluent en tout cas le temps réel.

Sibelga compte poursuivre ce projet pilote jusque fin 2009. Dans l'intervalle, la société évaluera également l'opportunité de développer une stratégie de niches, c'est-à-dire qui tendrait à attaquer en premier lieu certaines couches de la population, à savoir par exemple les clients disposant de compteurs à relevé mensuel, d'unités de production décentralisées ou de limiteurs de puissance.

4.2.4 Spécificités belges

Par ailleurs, deux problèmes spécifiques aux réseaux belges présentent beaucoup de contraintes:

- au niveau du raccordement
 - Le disjoncteur de branchement se trouve avant le compteur, ce qui signifie qu'aucune communication n'est possible quand le disjoncteur est ouvert (à l'étranger, le fusible est avant compteur et le disjoncteur après).
 - La structure en coffret existante de la plupart des raccordements n'est pas adaptée aux compteurs intelligents.
- au niveau du réseau
 - Les compteurs proposés sur le marché ont été développés pour les réseaux 400V, ce qui est le cas de la majorité des réseaux en Europe. Malheureusement, la Belgique a la particularité d'avoir des réseaux triphasés 230V sans neutre.

Ces contraintes techniques constitueront une particularité européenne pour les fournisseurs de matériel en termes d'offre de prix et de disponibilité de matériel.

5 Analyse coûts/bénéfices

L'introduction et le déploiement de compteurs intelligents à grande échelle sont indubitablement des opérations complexes et coûteuses. Le bureau d'étude hollandais KEMA a effectué à la demande de Belgacom des analyses coûts/bénéfices sur l'implantation du smart metering dans les trois régions en Belgique. Tout acteur confondu, l'analyse met en évidence un déficit de 170 M€ en Région de Bruxelles-Capitale cumulé sur 20 ans. Au niveau de Sibelga, une introduction massive des compteurs intelligents représenterait un investissement net de 342 millions d'euros (déduction déjà faite des bénéfices liés à la suppression du personnel de relève, etc.), où les frais du système d'information sont prépondérants.

Ces résultats doivent néanmoins être considérés avec beaucoup de prudence. En effet, la marge d'incertitude liée à la valorisation de certains paramètres reste très importante. Selon les hypothèses prises, le résultat global pour la région peut ainsi varier dans une fourchette de -30 à +30%. Il faut également garder à l'esprit que ce modèle repose sur d'importantes hypothèses simplificatrices, comme par exemple l'exclusion des coûts liés aux transformations nécessaires de l'installation existante.

6 Smart metering vs. smart grid

Concept général du smart grid :

Aujourd'hui, la distribution d'électricité se fait le plus souvent de manière centralisée et verticale. En amont, l'électricité est produite dans quelques grandes unités de production et ensuite injectée dans un réseau de transport et de distribution ; en aval, le consommateur reçoit « passivement » l'électricité qu'il utilise en fonction de ses besoins. Un schéma unidirectionnel dans lequel le consommateur, après avoir effectué certains choix (fournisseur, tarif, ...) n'a aucune prise et qui a été conçu pour fonctionner à grande échelle, régionale voire nationale.

Deux idées maîtresses sous-tendent les futurs nouveaux réseaux de transport et de distribution. La première est de mieux interconnecter les réseaux existants, afin de constituer un vaste réseau européen. A priori, en effet, plus le réseau est étendu, plus les chances d'équilibrer la production et la demande sont grandes.

L'autre idée est de permettre un flux bidirectionnel. Une myriade de petits réseaux locaux alimentés par des éoliennes individuelles ou encore des panneaux photovoltaïques sur le toit des maisons, pourront à terme se greffer au réseau international. Quand ces mini-réseaux ne produiront pas assez d'électricité pour la consommation locale, le manque sera suppléé par le réseau principal. Si l'inverse se produit, ils pourront revendre le surplus sur le réseau principal. Dans ce schéma, l'électricité circulera dans un flux à double sens, où le consommateur sera également, dans une certaine mesure, producteur actif. Parallèlement aux flux physiques d'électricité, les circuits d'information seront accélérés et doivent être bidirectionnels, ouvrant ainsi la voie à des plages tarifaires modulables par les gestionnaires de réseau. Ceux-ci pourront jouer sur la demande et lisser les pics de consommation. De telles applications seront importantes notamment pour l'élargissement du parc de véhicules électriques.

En distribution, le « smart metering » et le « smart grid » sont deux ensembles de technologies, qui se recouvrent partiellement, et qui correspondent, pour les uns, à un changement des processus de marché et pour les autres, à un changement des pratiques en matière de gestion du réseau, dans quatre domaines essentiellement:

- télé commande/ télé contrôle
- monitoring/ entretien
- connectivité
- production décentralisée (congestion, perturbation en tension, autres perturbations)

Une vision globale sur le développement des deux technologies est fondamentale pour pouvoir prendre une orientation stratégique pour la Région de Bruxelles-Capitale.

A noter en la matière que Sibelga, comme d'autres GRD, utilise d'ores et déjà un ensemble de technologies de gestion de réseau :

- Basse tension/pression:
 - Télécommande centralisée des plages horaires des compteurs basse tension
 - Télécommande centralisée de l'allumage et de l'extinction de l'éclairage public
- Moyenne tension/pression:
 - Télérelève des compteurs des postes de fourniture et des points d'utilisation MT/MP (100%)
 - Essentiellement pour les "processus facturation" (gridfee essentiellement) et "allocation/ réconciliation"
 - Télécontrôle des postes de fourniture et des cabines de dispersion (100%) (Scada/ Dispatching)
 - Y compris télémesure et télécommande (ouverture/fermeture des disjoncteurs et réglage de la pression grâce à la motorisation des vannes et de régulateurs gaz)
 - Télécontrôle de certaines cabines réseaux (15%)
 - Avertissement automatique de clients MT de pannes et de rétablissements par SMS (sur demande, gratuit, potentiellement extensible à toute la clientèle MT)

Les programmes de développement en cours portent sur l'extension du nombre de cabines réseaux télécontrôlées (+ 50/an) et sur la mise en service d'un nouveau système de gestion de la configuration du réseau en temps réel (Distributed Management System) ainsi que sur le placement de 150 « dataloggers » destinés à la surveillance des pressions sur le réseau gaz. Au niveau de la basse tension, Sibelga se dote actuellement d'un système permettant le monitoring temporaire de parties du réseau où des pannes à répétition sont observées.

Par ailleurs, des initiatives spécifiques viennent d'être lancées en Flandres :

- création d'une plateforme « Een smart grid ontwikkelen en uitrollen in Vlaanderen tegen 2020 » à laquelle participent KULeuven, Imec, Vito, Voka, Agoria, Essenscia, Electrabel, Eandis, Umicore, TryPhase, ...
- le Vito est également très actif dans ce domaine.
- l'institut de l'Énergie et la KULeuven sont très impliqués dans l' « European Technology Platform Smartgrids⁵ ». Son directeur, le professeur R. Belmans, est vice-président de cette dernière.

⁵ Plateforme créée en 2005 par la Communauté Européenne avec pour objectifs essentiels de développer et promouvoir une vision, un programme de recherche et une stratégie de déploiement destinés à présider à l'évolution des réseaux à l'horizon 2020 et après. Plus d'infos sur www.smartgrids.eu

7 Décisions à prendre et calendrier

Les décisions et orientations à prendre en matière de smart metering doivent in fine essentiellement couvrir les quatre domaines suivants:

- fonctionnalités
- normes en matière de communication
- calendrier de déploiement
- rôles des acteurs de marché
- répartition des coûts entre les différents acteurs

Ceci en s'assurant de la fiabilité des données, du respect de la législation sur la protection de la vie privée et de la confidentialité des données et de la pertinence des investissements à réaliser en termes de rapport coûts/bénéfices pour les usagers.

Il importe également de s'assurer que les choix d'aujourd'hui n'hypothèqueront pas les choix de demain et que la modernisation des réseaux de transport et de distribution se fasse d'une façon rationnelle dans une vision à long terme cohérente, non seulement entre les trois régions du pays mais aussi à l'échelle européenne.

Il n'y a dans l'absolu aucune raison de précipiter ces décisions.

D'une part, aucune urgence n'est observée au niveau de la gestion des réseaux, ni en terme de problème de congestion attendu, ni de nécessité absolue de tarifier les injections basse tension. Même une pénétration progressive des véhicules électriques pourrait être envisagée dans un premier temps via le système de télécommande centralisée déjà en place aujourd'hui.

D'autre part, compte tenu de la taille des marchés bruxellois et belge, il semble hautement souhaitable de s'aligner sur des modèles, des normes et des technologies imposées ou diffusées au niveau européen. La Belgique, et la Région de Bruxelles-Capitale en particulier, ne pourraient se permettre d'encaisser des surcoûts potentiels (et des risques) liés à des solutions originales conduisant à des solutions IT singulières ou à l'industrialisation de séries limitées de compteurs, qui ne garantiraient en outre pas la nécessaire évolutivité du système.

Dès lors, avant de fixer des orientations fermes en matière de smart metering, il serait plus sage au préalable de:

- disposer des normes en cours de développement au niveau européen en matière de fonctionnalités et de communication (fin 2009 et 2011 respectivement)⁶

⁶ Ceci a conduit les Pays Bas, qui avaient entamé un projet de déploiement généralisé, à le suspendre jusqu'à approbation de ces normes

- disposer de retours d'expérience des pays ayant déployé le smart metering (Italie, Suède)
- disposer d'une analyse des normes prévues et des projets dans les pays les plus significatifs (Pays Bas, France, Espagne et Allemagne).

Tout ceci pris en considération, il semble donc raisonnable de ne pas se précipiter et d'attendre 2011 ou 2012 avant de prendre des orientations fermes en matière de smart metering.

Néanmoins, l'initiative d'Eandis de mettre sur pied une nouvelle « clearing house » ouverte à tous les GRD sur le plan fédéral et compatible avec le smart metering pourrait précipiter le calendrier des décisions, obligeant la Région de Bruxelles-Capitale à prendre des décisions engageantes pour l'avenir avant fin décembre 2009⁷.

En effet, en amont de ce projet, Eandis a convaincu les autres GRD et les fournisseurs de redéfinir pour la fin 2009 un nouveau modèle de marché qui entrerait en vigueur en 2012 (UMIG 2012). Et il n'est pas clair à ce jour si ce nouveau modèle de marché ou la clearing house en tant que telle contiendront des spécifications contraignantes en matière de smart metering.

8 Conditions et étapes pour une mise en œuvre globale

Avant de pouvoir prendre une décision responsable et afin de structurer l'approche, Brugel estime nécessaire de poursuivre la réflexion et/ou de (faire) mener dans un premier temps des études relatives aux points ou questions suivantes.

8.1 Liste des fonctionnalités à offrir, pour quels segments de marché et à quelle date?

Quelles fonctionnalités doivent être disponibles pour quels segments du marché/ sous-ensembles du réseau avant 2016, avant 2020 et à une date ultérieure? Les fonctionnalités qui requièrent le temps réel sont-elles nécessaires/ utiles ou le smart metering en accès mensuel/ quotidien suffit-il?

Par exemple, un des objectifs du smart metering est l'interaction clients/ fournisseurs de manière à pouvoir multiplier les offres tarifaires:

- segmentation en fonction des SLP qui pourraient être plus « individualisés »
- segmentation en fonction de la modularité des prélèvements.

Ces fonctionnalités impliquent des systèmes informatiques particulièrement complexes et puissants et/ ou la communication en temps réel. Elles sont donc les plus coûteuses (et risquées) à prendre en compte dans des analyses coûts/ bénéfiques.

Ce coût doit être comparé aux gains effectifs que peuvent en tirer les consommateurs en tenant compte de l'ensemble des segments de la clientèle et de la diffusion possible de l'usage de ces fonctionnalités dans ces divers segments.

⁷ Mise en production de la clearing house prévue durant le second semestre 2012.

Il y a lieu également de voir si ce saut « technologique » ne risque pas de créer des barrières à l'entrée pour les petits fournisseurs et poser de problèmes accrus d'échelle aux GRD (wallons et bruxellois).

8.2 Déploiement global rapide ou déploiement par phase?

Est-il techniquement possible et économiquement souhaitable de déployer plus progressivement le smart metering en segmentant le déploiement en fonction de « niches »?

Les approches en matière de smart metering visent généralement un déploiement global et rapide, faisant l'impasse sur l'apparition progressive des besoins des fonctionnalités liées.

Les analyses coûts/avantages démontrent la rentabilité faible ou négative de ces approches globales.

C'est pourquoi il serait intéressant de vérifier s'il existe une voie technique plus progressive pour l'introduction du smart metering (et du smart grid) et si celle-ci conduit à des analyses coûts-bénéfices positives.

A priori, un déploiement progressif pourrait être envisagé jusqu'en 2015, se focalisant au moins sur les niches suivantes:

- compteur à relevé mensuel
- niche « sociale » (limiteur, danger,)
- production décentralisée
- compteur à renouveler

8.3 Identification des besoins de « smart grid », en particulier en Région de Bruxelles-Capitale?

Quelles ambitions se donne-t-on en la matière aux échelons européens, belge et en Région de Bruxelles-Capitale? Quels besoins souhaite-t-on rencontrer par ce biais, et à quelles échéances? Comment s'insère la problématique smart metering dans ce cadre?

Par exemple, un des objectifs fondamentaux en Région de Bruxelles est le développement de la production décentralisée pour des technologies contribuant à la décarbonification. La question est de savoir s'il y a des risques de congestion (ou de perturbations) sur les réseaux bruxellois en fonction d'une injection accrue dans ce domaine.

Il y a lieu de constater le caractère spécifique du développement de la production décentralisée dans une région urbaine et la facilité plus grande d'absorber les injections vu la densité des réseaux de distribution.

Une simulation de ce développement serait toutefois utile pour mieux identifier les besoins et les contraintes conduisant au développement du smart grid avant d'en imposer les normes et le calendrier.

Une étude devrait dès lors être conduite en Région de Bruxelles Capitale sur:

- les prévisions de croissance de la production décentralisée par technologie (solaire, cogénération, microcogen)
- les prévisions de demande d'électricité (y compris de nouveaux usages comme la voiture électrique) (énergie, pointe, diagramme)
- l'analyse des risques de saturation du réseau ou partie du réseau

Néanmoins, on peut déjà identifier certains points spécifiques à une région totalement urbanisée:

- potentiel éolien négligeable
- potentiel solaire inférieur aux autres régions
- potentiel microcogen élevé
- consommation moyenne plus faible par compteur
- potentiel de développement plus rapide des voitures électriques
- densité des réseaux (report de charge d'une boucle à l'autre plus facile, moindre sensibilité en matière de stabilité de la tension)

Ces spécificités suggèrent que le développement optimal de la production décentralisée implique moins d'investissements en réseaux urbains que dans les réseaux non urbains et laisse un délai accru pour l'introduction des technologies liées à la maîtrise des congestions.

9 Conclusion

Brugel recommande beaucoup de prudence dans ce dossier, et dans tous les débats qui l'entourent. Il importe de garder à l'esprit que chaque décision qui sera prise façonne et scelle progressivement, parfois de manière insidieuse, le futur modèle de marché, et in fine la répartition des rôles et des responsabilités entre les différents acteurs. Ainsi, dans certains pays, tels les Pays-Bas par exemple, le modèle de marché est en train de glisser vers un modèle de type « fournisseur-centrique » à travers les décisions prises aux niveaux de leur clearing house et du smart metering. Les fournisseurs auront accès directement à terme aux compteurs et à ses données, via la clearing house, cantonnant progressivement les GRD à de simples gestionnaires d'infrastructure.

Cette prudence ne doit néanmoins pas être synonyme d'inaction, et les initiatives de plusieurs acteurs de marché pour garder ou acquérir une place sur le marché nécessitent une réaction et un positionnement du régulateur et du gouvernement bruxellois.

L'insertion du modèle de marché bruxellois dans le modèle de marché belge est bien sûr hautement souhaitable, d'autant plus que les fournisseurs sont généralement actifs au niveau national. Néanmoins pour que ce souhait soit réaliste, il faut que les autres parties à la négociation (GRD et régulateurs wallons et flamands, fournisseurs) soient bien conscients:

- que l'élaboration de ce modèle de marché doit être négociée sur pied d'égalité et ne peut aboutir à la dominance d'une vision régionale sur les autres
- que le modèle de marché doit être suffisamment « standard » par rapport aux modèles européens, en particulier en matière de normes fonctionnelles/ techniques de manière à éviter les risques de surcoûts, de compatibilité/ évolutivité et de barrières à l'entrée
- que le modèle de marché doit toujours, et dans tous les cas, bénéficier à la société dans son ensemble et aux usagers en particulier, comme un élément supplémentaire permettant d'accroître la compétitivité du secteur, d'améliorer la concurrence sur ce marché et d'assurer un développement durable du système énergétique.

Il appartient, par définition, aux régulateurs de veiller au respect de ces principes fondamentaux.

Le pouvoir politique devra donc faire preuve d'une vision du modèle de marché énergétique bruxellois, tenant compte des objectifs qu'il s'est fixés pour l'introduction du smart metering et/ou du smart grid, des besoins des différents acteurs de marché, de leurs rôles actuels ou à venir et de la nécessité d'une approche cohérente au niveau belge. Il ne faudra pas non plus perdre de vue les intérêts du consommateur, qu'il s'agisse de ses intérêts économiques (baisse de la facture, processus de marché facilités), sociaux (développement de services énergétiques⁸, nouveaux services en matière de paiement tels que lissage de la facturation) et environnementaux et de santé publique (baisse des émissions de CO₂).

Brugel est dans tous les cas d'avis qu'une série d'étapes sont nécessaires avant que la Région bruxelloise arrête une position relative à l'implantation du comptage évolué.

⁸ Y compris la guidance sociale énergétique et le préfinancement de travaux d'économies d'énergie occasionnant une baisse structurelle de la facture énergétique des ménages précarisés. Ces services pourront être fournis par des entreprises de services énergétiques, qu'elles appartiennent ou non aux fournisseurs.

Pour parvenir concrètement à cette prise de décision, Brugel recommande :

1. Poursuivre l'analyse et le suivi des divers tests et l'étude en cours à l'échelon national
2. Suivre ou faire réaliser des études et projets pilotes complémentaires conformément aux questions soulevées dans ce document
3. Suivre l'évolution de et au besoin s'impliquer dans les projets européens et la définition de normes européennes en matière de compteurs évolués
4. Engager un processus de réflexion menant à une vision au niveau régional et national avec l'ensemble des acteurs concernés en ligne avec la vision européenne
5. Proposer un ou plusieurs modèles de mise en œuvre accompagnés de leurs analyses coûts/bénéfices.

Suite à ces propositions de modèles de mise en œuvre, il reviendra au (prochain) gouvernement et au Parlement bruxellois de déterminer le modèle de premier choix pour la capitale européenne.

* *

*