



Forum RéFlex-GT « Gestion active de la demande »

1^{re} réunion

Procès verbal – Réunion du 12 mars 2014

Lieu : CWaPE

Ordre du jour

– ***Introduction***

Par Francis Ghigny (CWAPE)

– ***Contexte et objet du GT***

Par Frédéric Tounquet (CWAPE)

– ***Dispositif de gestion de la demande***

○ ***Aspects légaux***

Par Quentin Falmagne (SPW-DG04-Energie)

○ ***Aspects socio-économique***

Par Grégoire Wallenborn (ULB)

○ ***Aspects techniques***

Par Amandine Leroux (RESA) et Didier Halkin (ORES)

– ***Présentation des résultats du projet pilote « GAD »***

Par Frédéric Lefèvre (ORES)

Participants

| Entreprise | Nom | Prénom | Rôle de marché |
|-------------------|-------------------|---------------|-----------------------|
| CWaPE | Ghigny | Francis | Régulateur |
| CWaPE | Marchand | Stéphane | Régulateur |
| CWaPE | Reding | Marc | Régulateur |
| CWaPE | Tounquet | Frédéric | Régulateur |
| CWaPE | Keirse | Sabine | Régulateur |
| CWaPE | Vanderbeke | Véronique | Régulateur |
| ORES | Lefèvre | Frédéric | GRD |
| ORES | Halkin | Didier | GRD |
| Tecteo | Leroux | Amandine | GRD |
| Tecteo | Versyp | Alain | GRD |
| ELIA | Charlier | Catherine | GRT |
| Inter-régies | Malbrancke | Marc | Fédération |
| ULB | Wallenborn | Grégoire | Académique |
| ULB | Gaye | Georgia | Académique |
| ULG | Cornélusse | Bertrand | Académique |
| UNAMUR | Jacquemin | Jean-Charles | Académique |
| UNAMUR | Matte | Mélanie | Académique |
| EDORA | Hella | Yvan | Fédération |
| EDORA | Gérard | F. | Fédération |
| Electrabel | Philippart de Foy | Bernard | Fournisseur |
| EDF Luminus | Tock | Jean-François | Fournisseur |
| ENI | Florent | Dalez | Fournisseur |
| Eneco | Janvier | Arnaud | Fournisseur |
| Eneco | Dôme | Fabrice | Fournisseur |
| Essent | Swerts | Charlotte | Fournisseur |
| Essent | Schildermans | Stéphanie | Fournisseur |
| Febeg | Deblocq | Vincent | Fédération |
| ICEDD | Lempereur | Annick | Bureau étude |
| SPW DGO4 | Hoogstoel | Muriel | Administration |
| SPW DGO4 | Falmagne | Quentin | Administration |
| CREG | Gheury | Jacques | Régulateur |
| BRUGEL | Fodil-pacha | Farid | Régulateur |
| RWADE | Ciuti | Aurélie | Consommateurs |

Introduction

Monsieur Ghigny (CWaPE) remercie les participants pour leur présence et leur implication dans le forum Réflex. Il introduit la rencontre en rappelant que l'objectif du groupe « Gestion active de la demande » est de partager le retour d'expérience de projets pilotes visant à faire évoluer les dispositifs de gestion de la demande afin de faciliter l'intégration de productions locales au réseau.

Contexte et objet du GT

Monsieur Tounquet (CWaPE) rappelle les diverses initiatives en cours au sujet de la gestion active de la demande. Il mentionne, notamment, le rapport sur le développement de la GAD commun aux 4 régulateurs, les expériences menées par ORES, le projet « Flex market » mené au sein d'Atrias et la Directive européenne relative à l'efficacité énergétique 2012/27.

Il présente ensuite les participants. Sont associés au forum, outre les gestionnaires de réseau et les fournisseurs, l'Administration, le RWADE, des représentants du monde académique ou encore l'ICEDD.

Monsieur Tounquet présente les trois objectifs du groupe de travail.

D'abord, le souhait d'informer les participants non seulement par rapport au cadre légal européen mais aussi par rapport aux aspects sociologiques et techniques.

Le deuxième objectif vise la préparation à la mise en œuvre de la Directive européenne 2012/27, à son intégration dans la période tarifaire 2017-2021 et, enfin, à la révision de la base légale, notamment l'adaptation du Règlement technique par rapport à la fonctionnalité des compteurs intelligents.

Le dernier objectif concerne l'évaluation de projets pilotes menés entre autres par ORES, la Régie de Wavre ou encore Tecteo.

Enfin, Monsieur Tounquet décrit le scope du groupe de travail « GAD ». Il s'agira de définir l'utilisation de la flexibilité par le GRD afin de répondre aux éventuels problèmes de congestion, de développer les besoins techniques qui devront être différenciés selon l'acteur (Elia, ARP, Commodity) et enfin d'envisager les possibilités de proposer des tarifs dynamiques pour le client. Afin de clarifier les débats, seuls les clients dits « Synthetic Load Profile » seront évoqués lors de cette première réunion. Les clients dits « Real Load Profile » feront l'objet de la réunion suivante.

Monsieur Deblocq ajoute que la FEBEG souhaiterait que des précisions relatives à l'impact de la GAD sur les fournisseurs soient apportées.

Monsieur Hella (EDORA) évoque le modèle allemand dans lequel une distinction est faite entre le smart market et le smart grid. Il précise que, depuis 2005, la législation allemande est adaptée en ce sens. Il déplore également que le client, mais aussi l'agrégateur, ne soient pas considérés comme acteur de marché.

Dispositif de gestion de la demande

Aspects légaux

Monsieur Falmagne (SPW) présente l'article 15 de la Directive européenne « Efficacité énergétique » 2012/27. Cette Directive fait partie intégrante du paquet 3X20.

Monsieur Falmagne souligne les 3 mesures visées par cet article, à savoir :

- Inciter les gestionnaires de réseau à mettre à la disposition des utilisateurs de réseau des dispositifs leur permettant de mettre en œuvre des mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique dans le cadre du déploiement continu de réseaux intelligents ;
- Réaliser une évaluation en ce qui concerne le potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures de gaz et l'électricité ;
- Identifier des mesures concrètes et des investissements en vue d'introduire des améliorations rentables de l'efficacité énergétique dans les infrastructures de réseau, avec un calendrier pour leur introduction.

Monsieur Tounquet ajoute que la Directive européenne 2012/27 engendre de réelles contraintes par rapport à la tarification, puisque l'évaluation visée devra s'inscrire dans le développement de la méthodologie tarifaire 2017-2021. Il indique aussi qu'il faudrait pouvoir répondre de manière unique en tant qu'état membre et qu'une concertation sera organisée à cette fin au sein du Forbeg (Forum belge des 4 régulateurs de l'énergie).

Il rappelle qu'une première réunion a déjà eu lieu au sein de Synergrid, un feed-back des GRD est attendu pour début avril et sera partagé lors de la prochaine réunion.

Frédéric Lefèvre constate que le sujet est très vaste. Il pense qu'il serait opportun qu'un périmètre soit défini et que des jalons soient posés afin de concrétiser davantage les actions à mettre en œuvre.

Monsieur Hella indique qu'il faut distinguer 2 volets - Smart grid et - Non smart grid- mais que la gestion de la demande concerne les deux parties.

Frédéric Tounquet précise que l'évaluation devrait donner des réponses quant à l'opportunité de maintenir et d'adapter les mécanismes tarifaires de gestion de la demande (bihoraire, interruptible,...).

Francis Ghigny précise que les discussions actuelles sont à l'état d'hypothèses et qu'une consultation avec les fournisseurs et les GRD sera organisée plus tard dans un cadre formel. Toutefois, les travaux annoncés pourraient constituer une première base de discussion pour l'ébauche de solutions futures.

Aspects socio-économique

Monsieur Wallenborn de l'ULB présente ensuite les résultats de ses recherches en matière de gestion de la demande. L'intervention a pour but de rappeler le point de vue des consommateurs-usagers.

Il constate que le secteur résidentiel représente un grand potentiel pour l'effacement ou le déplacement de charges mais met en avant le coût élevé pour traduire ce potentiel en flexibilité valorisable par les acteurs du marché de l'électricité.

Il a également identifié les actions que le consommateur peut prendre pour modifier son usage de l'électricité en répondant notamment à des signaux qui lui indiquent l'état particulier du système électrique (prix élevé ou risque de congestion).

Il évoque divers instruments de GAD :

- Le Time-of-use pricing (ex : le bi-horaire),
- Le Peak time rebates (PTR) – tarif réduit si consommation réduite lors des pointes
- Le Critical Peak Pricing (CPP) – prix beaucoup plus élevé durant les pointes de certains jours critiques ; annoncés la veille.
- Le Real-time pricing (RTP) – prix variable selon le marché de gros, typiquement sur base horaire
- Le Direct Load Control (DLC) – mise en route à distance des appareils (ex Voltalis en France avec le chauffage électrique ou compteurs exclusifs de nuit chez nous)

Ces instruments ont fait l'objet d'expériences au sein des ménages et présentent des caractéristiques différentes, en termes d'effectivité et de facilité d'usage.

Monsieur Wallenborn précise d'abord que peu de ménages sont prêts à participer à ce genre d'expérience. Il ressort de ce test que le client est davantage intéressé par l'aspect pratique de sa consommation (chauffage, cuisinière, four, réfrigérateur, ...) que par l'aspect kWh consommés et finalement peu de postes sont négociables/déplaçables par rapport aux habitudes et aux usages des consommateurs.

Par ailleurs, les consommateurs évoquent diverses craintes :

- Aspect sécurité (peur des appareils en marche en leur absence)
- Aspect perte de confort (confort VS effort)
- Aspect manque de confiance, méfiance vis-à-vis des fournisseurs et des GRD, perte d'autonomie

Enfin, il a observé les moyens à mettre en œuvre afin d'impliquer le consommateur dans la gestion du réseau. Il distingue deux points de vue. D'une part, celui des ingénieurs qui pensent que le rôle actif du consommateur perturbe la pratique du marché (usager passif). D'autre part, celui des économistes qui voient le consommateur comme un agent économique capable de maximiser son utilité ou son profit en tenant compte de toutes les opportunités (hypothèse d'information parfaitement comprise et partagée).

Aspects techniques

Présentation Ores-Tecteo

Les gestionnaires de réseau présentent leur point de vue sur la gestion de la demande, qui découle des travaux menés au sein d'Atrias (couple belge des GRD) sur la flexibilité.

Amandine Leroux (TECTEO) précise les hypothèses qui ont servi au dimensionnement historique des réseaux, notamment l'utilisation d'un facteur de simultanéité inférieur à l'unité, traduisant le fait que tous les consommateurs n'appellent pas l'entièreté de la puissance mise à disposition au même moment.

Toutefois, les phénomènes locaux associés à la consommation ou la production deviennent progressivement de plus en plus corrélés (production décentralisée de type PV ou éolien, réserve de puissance tertiaire située en distribution). Ces phénomènes deviennent peu à peu perceptibles mais doivent être anticipés compte tenu de la durée d'amortissement des éléments constitutifs du réseau.

Pour ce faire, les gestionnaires de réseau de distribution proposent de distinguer, à l'instar des productions flexibles, les notions de raccordement et d'accès au réseau. De manière à éviter des investissements prohibitifs, il pourrait en effet être utile de permettre au GRD de limiter l'accès au réseau dans des circonstances spécifiques et exceptionnelles.

Monsieur Hella émet une réserve sur le caractère simultané des productions locales. Par ailleurs, il rappelle que la différence entre les prix de gros en période dite « peak » et « off peak » se réduit progressivement. Les causes de cette évolution devraient être bien comprises avant d'imaginer l'introduction de nouveaux mécanismes tarifaires de gestion de la demande.

Monsieur Halkin confirme la pertinence de la distinction introduite entre raccordement (puissance définie de manière statique, en lien avec la politique d'investissements) et accès (puissance susceptible d'évoluer de manière dynamique, en fonction des conditions d'exploitation des réseaux, dans une logique de gestion opérationnelle).

Monsieur Alain Verzyp (TECTEO) ajoute que la planification des réseaux constitue un défi majeur si les hypothèses de foisonnement sont remises en question. Il plaide pour la définition d'un encadrement technique de la flexibilité commerciale.

Cette discussion se poursuit avec la présentation d'une classification intuitive du réseau, sur base du code couleur suivant :

- Zone verte : les activités des acteurs de marché peuvent être conduites sans limitation technique – état normal ou assimilation du réseau à une « plaque de cuivre »
- Zone jaune : état temporaire défini de manière à éviter l'entrée en zone rouge. Des solutions et des incitants (tarifs réseau) pourraient être mis en œuvre afin de prendre conscience des limitations.
- Zone rouge : le GRD doit agir de manière autoritaire afin d'éliminer le facteur de risque pesant sur les limites techniques du réseau. Ce type de mesure doit être défini de manière spécifique et est temporaire par nature.

Monsieur Halkin poursuit la présentation commune aux GRD en illustrant, au moyen d'un exemple, les situations de congestion causées par la production d'énergie renouvelable en moyenne tension ou par une augmentation de la consommation. Enfin, les principes et moyens de gestion des congestions sont présentés : différents besoins de flexibilité fournis par les mêmes URD devront pouvoir coexister et des priorités d'action devront être établies.

Présentation des résultats du projet pilote « GAD »

Frédéric Lefevre (ORES) présente les résultats intermédiaires du projet pilote réalisé par ORES. Après un bref rappel des circonstances du test, il expose la méthode statistique utilisée pour interpréter les données de mesure récoltées.

L'impact du déplacement de charge en termes d'énergie a pu être quantifié sur base des données mesurées au poste de Thy-le-Château et de Dorinne.

Les prochaines étapes visent à analyser les données d'octobre 2013 à mars 2014, à améliorer la qualité du modèle statistique, à étudier l'impact du changement d'horaire intervenu en novembre et enfin à mettre en œuvre le projet « micro GAD » basé sur des mesures issues de compteurs intelligents.

Monsieur Bernard Philippart (Electrabel) constate que le test a mis en avant la nécessité de prendre en compte les contraintes technologiques et la manière dont le consommateur peut s'en accommoder. Il s'interroge sur le potentiel identifié lors des travaux de REDI et si celui-ci est en adéquation avec les résultats du projet pilote.

Frédéric Tounquet indique que le potentiel réalisé avec les outils existants s'élève à 14% de la consommation (estimation GT2 de REDI). Ce chiffre n'est pas directement comparable avec le résultat du test dans la mesure où il modifie une pratique existante de gestion de la demande en introduisant une modification des heures de basculement des périodes tarifaires. Alors que dans le cadre de REDI, on parlait d'une situation où rien n'était déplacé, ici, on se trouve dans un scénario où un déplacement de charge a déjà eu lieu et on ne modifie le déplacement de charge qu'à la marge.

Monsieur Hella rappelle les deux facteurs dont il faut tenir compte : couche sociologique concernée (quelle population ?) et la manière dont les produits nouveaux sont acceptés par le consommateur. Il déplore cependant, que dans le cas des tests menés par Ores, on confond les 2 facteurs d'influence.

Ores répond qu'il a tenu compte des aspects sociologiques et techniques. Il ajoute qu'endéans les 9 mois du test, il n'y a pas eu de nouvelles technologies à proprement parler, puisque le matériel existant a été conservé.

Monsieur Tock souhaiterait avoir plus d'informations quant à l'analyse micro.

Monsieur Lefèvre lui répond qu'il s'agit d'un autre projet, dans une autre région, qui n'a pas démarré en même temps que ce projet-ci (délais plus importants liés à l'acceptation de la demande d'Ores émise envers la Commission de la vie privée).

Frédéric Lefèvre précise que ce deuxième test est similaire au premier dans son principe mais que la mesure individuelle permettra une évaluation plus fine de l'effet du déplacement de charge.

Monsieur Tock demande aussi quand les données relatives à l'automne seront traitées. Madame Matte de l'Université de Namur indique qu'elle pourra communiquer les résultats en avril à la condition de recevoir toutes les données nécessaires de la part d'Ores.

Conclusions de Monsieur Ghigny, Président de séance

Monsieur Ghigny conclut la réunion en proposant un résumé des discussions:

Le développement de la flexibilité rejoint d'abord les préoccupations des acteurs commerciaux, fournisseurs, producteurs, responsables d'équilibre et agrégateurs. Cette approche de la flexibilité commerciale, qui met l'accent sur les mécanismes d'échange et de valorisation, devra toutefois cohabiter avec une approche régulée, ou flexibilité technique. Elle constitue une forme plus diffuse de flexibilité, pour laquelle les conditions permettant la mise en œuvre d'un marché efficient ne sont pas réunies. Cette dernière forme de flexibilité, si elle ne constitue pas une forme de flexibilité échangeable sur un marché, n'est toutefois pas dénuée d'une certaine valeur d'usage, comme les GRD l'ont montré lors de la planification des investissements.

En matière d'utilisation de la flexibilité, les tarifs d'utilisation du réseau constituent l'outil premier d'incitation dans les mains du GRD. Cet outil utilisé à bon escient permettrait de créer de la cohérence entre la gestion opérationnelle du réseau et les plans d'investissement.

Pour la période tarifaire 2017-2021, dont la méthodologie devra être définie à moyen terme, différents types de tarifs de distribution pourraient coexister au sein d'un même modèle, par exemple pour les consommateurs BT :

- Tarif d'injection nul (pour les producteurs en basse tension <10kVA)
- Tarif correspondant à la zone verte : tarif Low (time of use statique)
- Tarif correspondant à la zone jaune : tarif Medium ou High (éventuellement dynamique)
- Tarif correspondant à la zone rouge : tarif High (éventuellement dynamique)

Pour les clients dits « SLP » qui ne seraient pas équipés d'un compteur permettant une mesure à granulométrie suffisamment fine pour mesurer séparément les consommations pour ces différentes périodes tarifaires, les courbes agrégées sur le réseau du GRD pourraient être utilisées afin d'allouer et de répartir la consommation du client entre les différentes tranches horaires proposées et donc en déduire un tarif « normal », « bihoraire hp » et « bihoraire hc ».

La CWaPE attend des GRD qu'ils mènent une réflexion sur l'opportunité d'introduire ce type de tarifs et sur leurs caractéristiques. Dès lors que la méthodologie tarifaire prévoira de tels tarifs, les GRD devront estimer la répartition des kWh entre les différents tarifs.

Date de la prochaine réunion

La prochaine réunion du groupe de travail « Gestion active de la demande » se tiendra le mercredi **23 avril 2014 à 10h00** dans les locaux de la CWaPE.

Ordre du jour :

- Concept RLP (Tecteo – Régie de Wavre)
- Febeg – feedback
- ULB-Enquête et potentiel ménages et PME
- ICEDD – Enquête et potentiel de l'industrie