

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

ETUDE (BRUGEL-ETUDE-20161014-13)

relative au développement du marché de flexibilité en
Région de Bruxelles-Capitale

Etabli en application de l'article 30bis, §2, 2°,

14 10 2016

VERSION pour consultation

POUR CONSULTATION

Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Introduction.....	4
3	Contexte européen.....	4
3.1	Le développement de nouvelles technologies :.....	4
3.2	La transformation du rôle du consommateur d'un acteur passif à un acteur actif.....	5
3.3	Une profonde évolution dans les rôles attribués aux différents acteurs du marché.....	6
4	Le cadre fédéral et flamand pour le développement de la flexibilité.....	8
5	Un cadre légal bruxellois adéquat pour le développement de la flexibilité.....	10
5.1	Le cadre légal actuel.....	10
5.2	La nécessité de la mise en place d'un nouveau cadre.....	10
5.2.1	Qu'est-ce que c'est la « flexibilité » et la source de flexibilité.....	11
5.2.2	Nécessité de définir le rôle des acteurs du marché de la flexibilité.....	13
5.2.3	Les principes de base régissant la flexibilité.....	15
5.2.4	Le rôle du facilitateur du marché.....	16
5.2.5	L'activité de sous-comptage.....	18
5.2.6	L'accès au réseau de distribution de l'électricité v. les limites physiques du réseau v. L'utilisation par un GRD de la flexibilité issue du marché comme un produit offert.....	19
5.2.7	Les activités de stockage du GRD.....	24
5.2.8	Besoin accru de la protection du client résidentiel.....	25
6	Bibliographie.....	27

I Base légale

En vertu de l'article 30bis, §2, 2°, de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après « *ordonnance électricité* »), Brugel doit :

« 2° d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, effectuer des recherches et des études ou donner des avis, relatifs au marché de l'électricité et du gaz; ».

Le présent document répond à cette obligation.

POUR CONSULTATION

2 Introduction

La présente étude a pour objectifs :

- d'une part, de faire un descriptif des tendances européennes et régionales concernant la problématique du développement de la flexibilité ; et
- d'autre part, d'envoyer des messages généraux aux autorités publiques bruxelloises sur la nécessité de fixer un cadre légal permettant le développement de la flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale.

La présente étude a une portée générale. Brugel continue à travailler, en collaboration avec les autres autorités compétentes et les acteurs concernés, sur les aspects plus détaillés, précis et techniques de la problématique de la flexibilité. Dans ce cadre, Brugel proposera d'autres documents qui seront soumis à consultation publique.

3 Contexte européen

La marché de l'énergie doit faire face à **plusieurs défis**, dont notamment :

3.1 Le développement de nouvelles technologies :

- Le déploiement important de la technologie de la production décentralisée de l'énergie dans le réseau de distribution: la production décentralisée ainsi que le déséquilibre que celle-ci cause au réseau ne sont pas des facteurs nouveaux. Néanmoins, la réduction des coûts des investissements dans ce type de technologie pourrait accentuer davantage l'expansion de la production décentralisée.
- Le déploiement de la technologie pour le stockage d'énergie : ce type de technologie peut se développer très rapidement aussi bien dans tous les niveaux de tensions du réseau qu'en nombre. Selon de nombreux experts, le stockage de l'énergie à petite taille raccordé au réseau de distribution va devenir une partie indispensable du réseau de futur.
- Le déploiement des véhicules électriques : la multiplication du nombre des véhicules électriques semble être imminente. Dans sa « *feuille de route pour un espace européen unique des transports -Vers un système de transport compétitif et économe en ressources* »¹, la Commission européenne a fixé comme objectif de réduire de 60% les émissions de CO2 dans les transports d'ici 2050. Cette croissance aura un impact considérable pour la gestion du réseau de distribution, dès lors que ces véhicules doivent se recharger sur ce réseau. Ceci est d'autant plus évident que ces véhicules peuvent également injecter de l'électricité dans le réseau pour participer à son système d'équilibrage.
- Le développement de la gestion de la demande : au début de la libéralisation du marché de l'énergie, la gestion de la demande avait été conçue pour les très gros consommateurs. Avec

¹ Livre blanc de 2011 sur la politique des transports, COM(11) 144.

le développement important de la technologie de communication et de mesurage, le concept devient également intéressant et réalisable pour les petits consommateurs.

3.2 La transformation du rôle du consommateur d'un acteur passif à un acteur actif

Dans le cadre stratégique pour une Union de l'énergie², la Commission européenne a donné sa vision de l'Union de l'énergie « focalisée sur le citoyen dans laquelle ce dernier prend à son compte la transition énergétique, tire avantage des nouvelles technologies pour réduire sa facture et prend une part active au marché et qui permet aussi de protéger les consommateurs les plus vulnérables » (Nous soulignons).

Elle a détaillé cette vision dans sa communication du 15 juillet 2015, intitulée « Lancement du processus de consultation publique sur une nouvelle organisation du marché de l'énergie », en ces termes :

« L'intégration du marché intérieur ne doit pas s'arrêter au niveau du commerce de gros. Pour exploiter pleinement le potentiel du marché intérieur européen de l'énergie, le marché de détail de l'électricité doit offrir aux consommateurs, à savoir les ménages, les entreprises et l'industrie, la possibilité de participer activement et utilement à la transition énergétique de l'Union européenne. Cet objectif doit figurer dans la nouvelle organisation du marché et requiert un changement fondamental du rôle des consommateurs dans le marché de l'électricité ». (Nous soulignons).

Dans son autre communication du 15 juillet 2015 intitulée « une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie »³, la Commission européenne insiste sur la nécessité de rendre le consommateur autonome, en lui donnant une grande liberté d'action pour :

- changer de fournisseur – bénéficiant d'une comparabilité accrue,
- saisir la valeur de la flexibilité grâce à la modulation de la demande,
- réduire sa facture énergétique par l'autoconsommation et l'autoproduction,
- permettre la participation accrue des consommateurs par l'intermédiaire des sociétés spécialisées et aux systèmes collectifs.

Il ressort de ce que précède que l'objectif poursuivi par l'Union européenne est de rendre le consommateur un acteur actif de la transition énergétique, tout en prenant en considération la nécessité de protéger les clients vulnérables.

Nous verrons par la suite la vision de BRUGEL sur cette approche.

² Commission européenne, COM(2015) 80 final, p. 2.

³ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions, « Une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie », SWD(2015)141final, Bruxelles, le 15.04.2015.

3.3 Une profonde évolution dans les rôles attribués aux différents acteurs du marché

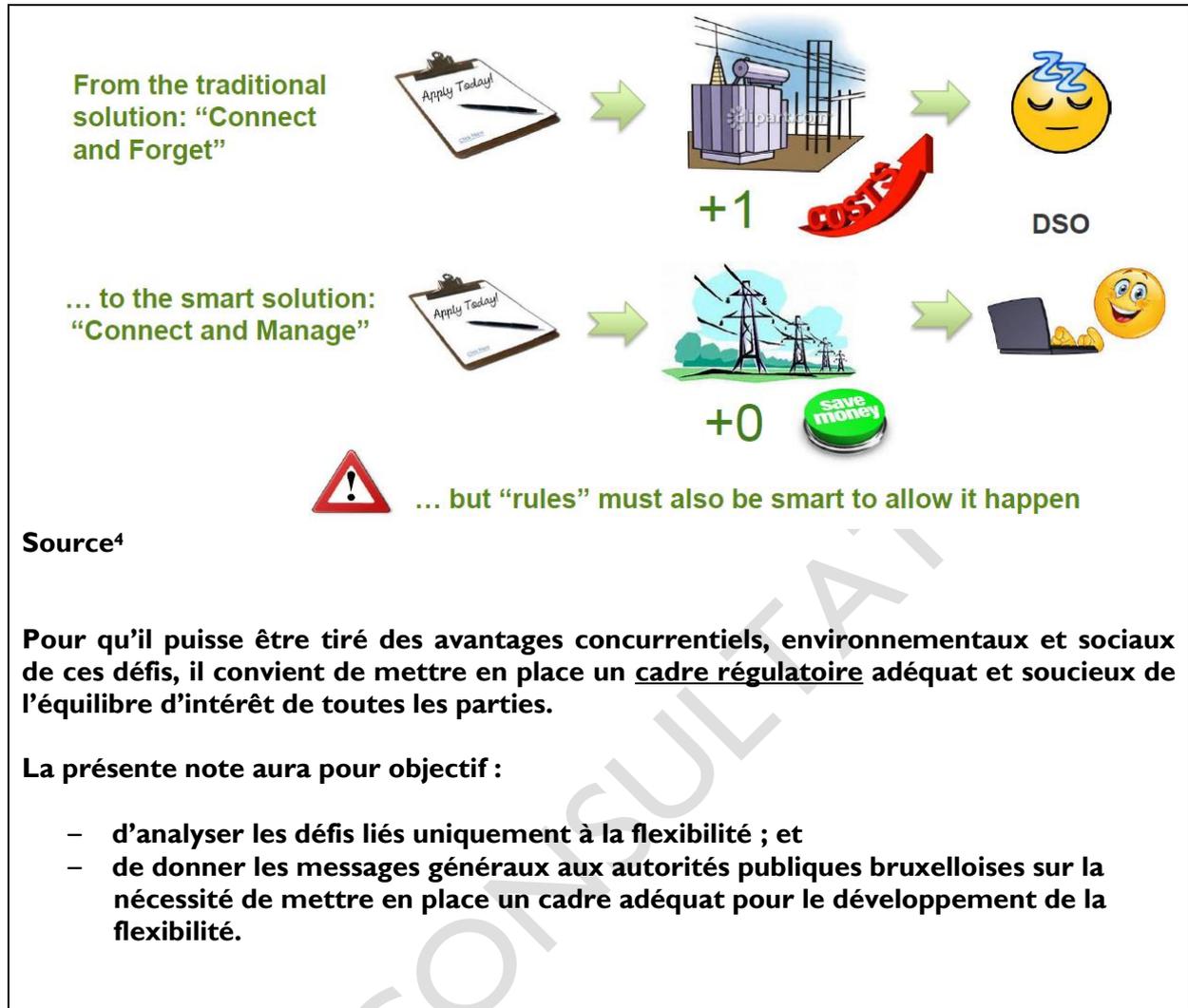
En ce qui concerne les gestionnaires du réseau : traditionnellement, les gestionnaires de réseau sont chargés d'assurer que l'énergie puisse transiter du producteur vers le client final. En d'autres termes, ils ont l'obligation de garantir la disponibilité de la capacité du réseau. Suite au développement des nouvelles technologies citées plus haut, les gestionnaires du réseau devront faire face à une augmentation croissante de la capacité du réseau. Un tel renforcement du réseau pourrait être conçu, mais reste une solution très coûteuse pour la société et nécessite une mise en œuvre sur le long terme. Il serait dès lors opportun pour le gestionnaire du réseau d'utiliser la flexibilité pour diminuer les charges sur son réseau de manière à éviter les investissements très coûteux. Ceci aura pour conséquence que le rôle du gestionnaire de réseau de distribution va être transformé en un gestionnaire de système de distribution qui gèrera d'une manière active la capacité de son réseau.

En ce qui concerne les fournisseurs, les responsables d'équilibre et les producteurs : actuellement, le rôle du fournisseur de l'énergie est de fournir de l'énergie aux clients finals lorsque ces derniers ont en besoin. Dans le futur proche, cette relation entre le fournisseur et le client final va évoluer. Les petits consommateurs d'autrefois vont devenir de plus en plus des prosumers. Ils seront capables de produire de l'électricité à partir de leurs installations renouvelables et stocker l'électricité produite dans leurs batteries et leurs voitures électriques, en interagissant plus activement avec le réseau de distribution.

En ce qui concerne les agrégateurs et les entreprises de services énergétiques (ESE) : dans le nouveau modèle de marché de l'énergie tel que conçu par l'Union européenne, de nouveaux acteurs, tels que les agrégateurs et les ESEs voient le jour. Les agrégateurs agrègent la flexibilité offerte par les sources de la gestion de la demande possédées par les consommateurs industriels, commerciaux et les petits clients finaux. Cette poule de flexibilité est ensuite convertie en un produit offert aux besoins de différents acteurs.

Les ESEs offrent des services énergétiques aux clients finals sans être directement impliquées dans la chaîne de la fourniture de l'énergie ou de la flexibilité. Comme services peuvent être cités les services de maintenance des installations ou la fourniture des informations relatives à la gestion de l'énergie. Les deux rôles peuvent être combinés.

Ces défis apportent des modifications dans la conception traditionnelle de la planification du réseau de distribution de l'énergie qui était caractérisée par l'approche « se raccorder et oublier » pour une approche « se raccorder et gérer ».



⁴ Smart Grids Task Force's workshop on Incentives for innovation, Brussels, 1st June 2016, presentation effectuée par Alvaro Rayan.

4 Le cadre fédéral et flamand pour le développement de la flexibilité

En ce qui concerne le niveau fédéral, la CREG a rendu un rapport final, le 5 mai 2016, intitulé « *les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique* », dans lequel elle a développé sa conception du nouveau modèle de marché. Ce modèle de marché est basé sur les principes suivants :

- Principe 1 – tout client final a le droit de valoriser sa flexibilité sans que son fournisseur ni le BRP de celui-ci puisse s'y opposer.
- Principe 2 – tout client final a le droit de choisir son FSP indépendamment de son fournisseur d'électricité.
- Principe 3 – le FSP doit assumer la responsabilité d'équilibre de l'activation de la flexibilité de la demande qu'il gère.
- Principe 4 – l'intervention d'un FSP ne peut se faire au détriment d'autres parties. Ceci implique :
 - 4.1. la nécessité de corriger le périmètre d'équilibre du BRP source
 - 4.2. la nécessité de compenser financièrement le fournisseur d'électricité du client final source.
- Principe 5 – la correction des périmètres d'équilibre doit être réalisée de façon centralisée, par une entité neutre disposant des compétences requises.
- Principe 6 – pour ce qui concerne la compensation financière (et dans un second temps éventuellement le choix de la *baseline*), la négociation commerciale doit être privilégiée. Si elle n'aboutit pas, ou si elle n'est pas envisageable, une solution par défaut doit pouvoir être imposée de façon à éviter que des offres de flexibilité de la demande ne puissent être prises en compte.
- Principe 7 – du point de vue du fonctionnement du marché, il est souhaitable que toute activation empêchée par le gestionnaire du réseau de transport soit indemnisée (NB : pour les points EAN raccordés au réseau de distribution, cela relève de la compétence régionale).
- Principe 8 – le client final est propriétaire de ses données de mesure et de comptage, doit pouvoir en disposer dans les temps compatibles avec les processus de valorisation de la flexibilité et peut les communiquer librement.
- Principe 9 – la confidentialité des données commercialement sensibles doit être assurée.
- Principe 10 – une seule facture doit être transmise au client final pour son prélèvement d'électricité.

«

».⁵

⁵ CREG, rapport final, le 5 mai 2016, intitulé « *les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique* », p.25.

En ce qui concerne la Région flamande, la VREG a rendu un avis le 15 février 2016 concernant le cadre pour le développement de la flexibilité (ci-après « *avis de la VREG* »)⁶.

Dans cet avis, les points suivants sont soulignés :

- le cadre de mise en place de la flexibilité est limité à la moyenne tension ;
- certains termes concernant la flexibilité et les rôles ont été définis ;
- les principes de base pour la mise en œuvre de la flexibilité ont été définis. Ces principes concernent notamment « *le droit d'offrir et de valoriser sa flexibilité* », « *le droit du client de choisir librement et de changer son fournisseur de service de flexibilité* », « *la protection des données personnelles* » ;
- le gestionnaire de réseau a été désigné comme le facilitateur du marché moyennant le respect de certaines conditions d'indépendance ;
- concernant les points relatifs au comptage, selon la VREG, seul le GRD peut placer et gérer le compteur de tête dont les données font foi. En ce qui concerne les sous-compteurs, ils peuvent être placés aussi bien par le GRD que les tiers à condition que ces sous-compteurs répondent aux prescriptions techniques du Règlement technique. Le contrôle final de ces sous-compteurs revient aux GRD.
- le droit des GRD est consacré afin d'empêcher la participation de la flexibilité au marché ou aux services auxiliaires, mais moyennant le respect de certaines conditions. La décision du GRD doit être motivée par des considérations claires et techniques et être communiquée à l'utilisateur du réseau et au FSP. La limitation ne peut être que « *temporaire* » et « *sur une base non-discriminatoire* ». En cas de litiges, la VREG peut être saisie de la question. Néanmoins, la VREG a entamé une réflexion sur une meilleure gestion de cette problématique par les GRDs.
- Le GRD peut jouer le rôle d'un agrégateur pour la flexibilité technique (fixée dans un cadre réglementaire). Le GRD peut acheter de la flexibilité pour la gestion de son réseau.
- le GRD peut disposer des capacités de stockage sous strictes conditions et uniquement pour la gestion de son réseau. En outre, le GRD doit prouver par une analyse « *coût-bénéfice* » que l'investissement en capacité de stockage propre est plus avantageux pour la collectivité que le recours au stockage de l'énergie en tant que service de flexibilité dans une relation commerciale avec un FSF ou fournisseur de service de stockage.

⁶ VREG, Advies met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HS-elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit, 15 februari 2016.

5 Un cadre légal bruxellois adéquat pour le développement de la flexibilité

5.1 Le cadre légal actuel

L'article 7, §1^{er}, 9^o, de l'ordonnance électricité prévoit que :

«§ 1er. Le gestionnaire du réseau de distribution est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de distribution, y compris ses interconnexions avec d'autres réseaux, en vue d'assurer, dans des conditions économiques acceptables, la régularité et la qualité de l'approvisionnement, dans le respect de l'environnement, de l'efficacité énergétique et d'une gestion rationnelle de la voirie publique.

A cette fin, le gestionnaire du réseau de distribution est notamment chargé des tâches suivantes: [...]

9^o prévoir, lors de la planification du développement du réseau de distribution, des mesures d'efficacité énergétique, de la gestion de la demande ou une production distribuée qui permettent d'éviter l'augmentation ou le remplacement de capacités; ».

Il ressort de ce qui précède que le gestionnaire du réseau a déjà, dans le cadre du plan d'investissements, prévu des mesures de la gestion de la demande.

De même, le règlement technique en vigueur pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci prévoit également des dispositions relatives à cette thématique.

Néanmoins, ce cadre actuel s'avère insuffisant pour le développement de la flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale.

5.2 La nécessité de la mise en place d'un nouveau cadre

La présente note s'inscrit dans le respect de la répartition des compétences entre les Régions et l'Etat fédéral. Dès lors, elle n'examine que les aspects régionaux de cette matière. Le développement du marché de flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale nécessite une réglementation en ce qui concerne :

- la définition du concept de flexibilité (1) ;
- la définition du rôle des acteurs (2) ;
- la consécration légale de certains principes de base (3) ;
- le rôle du facilitateur de marché (4) ;
- l'activité de sous-comptage (5) ;
- l'accès au réseau de distribution de l'électricité v. les limites physiques du réseau v. l'utilisation par un GRD de la flexibilité issue du marché comme un produit (6) ;
- les activités de stockage du GRD (7) ;
- la protection du client résidentiel (8).

5.2.1 Qu'est-ce que c'est la « flexibilité » et la source de flexibilité

La flexibilité, c'est quoi ?

La flexibilité désigne la capacité d'une charge (consommation ou production) d'être modulée ou effacée en réaction à des signaux externes dans l'objectif de fournir un service au réseau⁷ ou de recevoir un avantage financier du marché⁸.

Selon les travaux des groupes européens de réflexion, les signaux extérieurs peuvent être le prix et l'activation. Néanmoins, la portée précise de ce concept n'est pas claire.

Dans son avis, la VREG a défini le concept des « signaux extérieurs » comme « un signal d'activation ou signal de prix dynamique avec comme objectif d'instaurer la flexibilité dans le système électrique »⁹.

Quelques cas pratiques¹⁰

- Les hôtels (projet pilote Marriott) :



40 hôtels en Grande-Bretagne travaillent avec un agrégateur pour pouvoir améliorer leurs efficacités énergétiques et valoriser leur flexibilité.

⁷ Smart Grid Taskforce, EG3, 2015, p. 12.

⁸ Avis de la VREG, p. 9.

⁹ Avis de la VREG, p. 10 traduction libre de « Een Externe Signaal is « een activatiesignaal of een dynamisch prijssignaal met als doel Flexibiliteit in het elektriciteitsysteem te veroorzaken ».

¹⁰ Workshop on Status, Barriers and Incentives to Demand Response in EU Member States, Brussels, 23rd October 2015, présentation effectuée par KiwiPower, Yoav Zingher.

- Les hôpitaux



En Grande-Bretagne, Colchester General hospital valorise sa flexibilité par l'intermédiaire d'un agrégateur. La valorisation concerne 1,4 MW de « *base load* » avec un gain annuel d'environ 125 000 euros.

Source de flexibilité

La flexibilité est offerte par :

- les industries ou autres « *activités lourdes* » notamment liées au secteur de l'eau ;
- le secteur tertiaire (hôtels, hôpitaux, les grands tours/bâtiments, etc...)
- les clients résidentiels disposant d'un compteur intelligent.

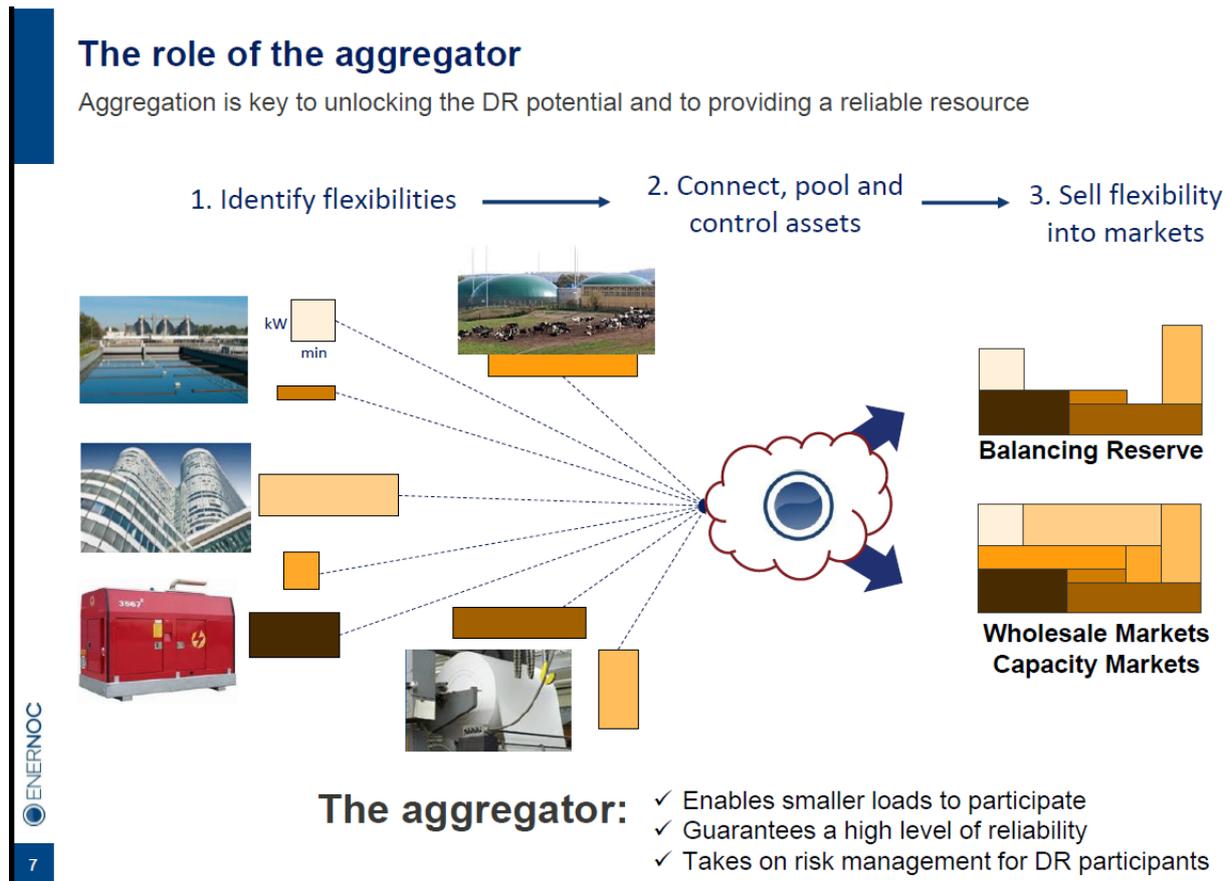
Au niveau bruxellois, il serait opportun de définir le concept de la flexibilité.

5.2.2 Nécessité de définir le rôle des acteurs du marché de la flexibilité

Il convient de définir le rôle des nouveaux acteurs de l'énergie.

⇒ Les rôles suivants ont été déjà définis dans l'ordonnance électricité :

L'agrégateur



Source¹¹

L'article 2, 41° de l'ordonnance électricité définit le terme « agrégateur » comme « *tout fournisseur de services portant sur la demande qui combine des charges de consommation multiples de courte durée et les vend ou les met aux enchères sur les marchés de l'énergie organisé* ».

Le fournisseur de service énergétique : (article 2, 40°) une personne physique ou morale qui fournit des services énergétiques ou d'autres mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique dans des installations ou locaux de clients finals

¹¹ EG3 Workshop on Demand Response and Self Consumption, Brussels 2 March 2016, presentation effectuée par Andreas Flamm.

⇒ Les rôles suivants doivent encore être définis :

Fournisseur de service de flexibilité (FSP) : toute personne physique ou morale qui offre de la flexibilité

⇒ Quelle réglementation pour ces fournisseurs : licence, autorisation, reconnaissance ?

L'article 16, 1) et 2), c), de la directive 2012/27/UE prévoit que :

« 1. Lorsqu'un État membre considère que le niveau national de compétence technique, d'objectivité et de fiabilité est insuffisant, il veille à ce que, pour le 31 décembre 2014 au plus tard, des systèmes de certification et/ou d'agrément et/ou des systèmes de qualification équivalents, y compris, si nécessaire, des programmes de formation adaptés, soient sur le point d'être introduits ou déjà disponibles pour les fournisseurs de services énergétiques et d'audits énergétiques, les gestionnaires de l'énergie et les installateurs d'éléments de bâtiment liés à l'énergie au sens de l'article 2, point 9), de la directive 2010/31/UE.

2. Les États membres veillent à ce que les systèmes visés au paragraphe 1 apportent la transparence nécessaire aux consommateurs, qu'ils soient fiables et qu'ils contribuent à servir les objectifs nationaux en matière d'efficacité énergétique ».

Le considérant (46) de la directive 2012/27/UE précise également que :

« Un nombre suffisant de professionnels fiables et compétents dans le domaine de l'efficacité énergétique devrait être disponible pour assurer la mise en œuvre efficace et en temps utile de la présente directive, par exemple en ce qui concerne le respect des exigences en matière d'audits énergétiques et la mise en œuvre de mécanismes d'obligations en matière d'efficacité énergétique. Les États membres devraient donc mettre en place des systèmes de certification pour les fournisseurs de services énergétiques, d'audits énergétiques et d'autres mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique. ».

La nécessité d'avoir une réglementation pour la fourniture des services est également préconisée par le projet européen THINK – lequel conseille la Commission européenne sur la politique énergétique en Europe. Dans le rapport relatif aux développements de mesures relatives à l'effacement de la demande en Europe (TOPIC 11) intitulé « *Shift, not drift : towards active demand response and beyond* » du mois de juin 2013 (ci-après « rapport THINK »), ce groupe a conclu que :

« (1) *The development of a licensing scheme specific for demand response intermediaries would help to increase the confidence of consumers in new entrants in the electricity sector. Such license then ensures that the entity fulfils the necessary conditions to provide this service, including conformation with minimum set of contract terms, switching process, etc. Currently, in some EU countries there is already a similar scheme for suppliers so that any actor willing to provide supply services must fulfill certain predefined conditions, which are recognized by the attribution of a license. The experiences with such supplier licenses should be further analyzed with regard to the benefits for consumers, the compliance of suppliers with the license terms, the administration costs, etc.* ».

Afin d'assurer la protection du consommateur, il ressort du rapport THINK que les FSP devraient être soumis à un système d'autorisation/certification qui permet la vérification de certaines conditions préalablement déterminées.

Une approche similaire a été adoptée par la VREG. Dans son avis, elle a préconisé un système de « reconnaissance par la VREG » des fournisseurs de service énergétique, à l'exception des fournisseurs qui offre la flexibilité technique. Les conditions de cette reconnaissance seront prévues dans les règlements techniques.¹² Il semblerait que cette approche est également favorisée par la CREG.

Brugel a, à des nombreuses reprises, insisté sur la nécessité d'une telle réglementation. Il serait dès lors opportun de réfléchir sur :

- ⇒ le type de réglementation : licence, autorisation ou reconnaissance ;
- ⇒ les conditions auxquelles les fournisseurs doivent répondre pour disposer de « l'autorisation » ;
- ⇒ la nécessité de disposer d'une période transitoire pour les entreprises qui exercent déjà cette activité.

Au niveau bruxellois, il serait opportun de définir le concept de fournisseur de service de flexibilité ainsi que le cadre réglementaire applicable (autorisation, reconnaissance, licence). Afin d'assurer la cohérence totale de la législation bruxelloise avec les dispositions européennes et fédérales, il convient de fusionner le concept d'agrégateur avec le concept de FSP.

Demandeur de service de flexibilité (flexibility requestor party : FRP) : toute personne physique ou morale qui achète de la flexibilité.

Le rôle du FRP peut être endossé par les gestionnaires du réseau, les fournisseurs, les responsables d'équilibre.

Au niveau bruxellois, il serait opportun de définir le concept de demandeur de service de flexibilité.

5.2.3 Les principes de base régissant la flexibilité

Pour permettre un développement adéquat du marché de flexibilité en Région bruxelloise, il serait également opportun d'intégrer les principes de base dans la législation bruxelloise, à l'instar du modèle flamand. Ces principes de base permettront de sauvegarder les droits des utilisateurs du réseau, des FSP, des FRP, des fournisseurs d'énergies et des responsables d'équilibre.

¹² Avis de la VREG, p. 15.

L'ordonnance électricité devrait être adaptée afin de prévoir les principes de base régissant le marché de flexibilité, dont notamment :

1. tout utilisateur du réseau a le droit de participer au marché de flexibilité ou valoriser sa flexibilité sans que son fournisseur puisse s'y opposer ;
2. tout utilisateur du réseau a le droit de devenir un FSP ou choisir son FSP indépendamment de son fournisseur d'électricité ;
3. le client final est propriétaire de ses données de mesure et de comptage et peut les communiquer librement ;
4. la confidentialité des données commercialement sensibles, ainsi que le droit à la vie privée, doit être assurée ;
5. le gestionnaire du réseau de distribution doit coordonner l'offre des nouveaux services tout en assurant la sécurité, l'intégrité et la qualité de fourniture dans le réseau ;
6. les clients finals offrant leur flexibilité et les autres clients finals doivent être traités d'une manière non discriminatoire.

Afin de permettre la mise en œuvre efficace des principes 1 et 2, une réflexion doit être menée pour évaluer l'opportunité de revoir la définition du « détenteur d'accès » qui est limité au seul fournisseur d'électricité.

5.2.4. Le rôle du facilitateur du marché

Dans les systèmes de distribution intelligents, il y a une multiplication importante du volume de données de comptage et de la valeur de ces données. Ces données peuvent être utilisées pour :

- des opérations commerciales ;
- assurer le fonctionnement stable du système et la qualité de la fourniture ; et
- une planification efficace du réseau.

La gestion sûre et responsable de l'ensemble de ces données doit être garantie, notamment par **l'introduction du concept de « facilitateur du marché »**.

Il ressort des travaux des experts européens¹³ que, trois modèles de « *facilitateur du marché* » peuvent exister :

1. le GRD comme facilitateur du marché ;
2. le TIERS comme facilitateur du marché – Independent Central Data HUB (CDH) : gestion des informations par une plateforme centrale de communication indépendante ;

¹³ Smart Grid Task Force, EG3 Report, Options on handling Smart Grids Data, January 2013

3. *les gestionnaires du point d'accès à l'information* : gestion des données par plusieurs entreprises certifiées qui agissent en tant que gardien d'accès à l'information et qui fournissent l'information uniquement à un acteur certifié/consommateur ou prosumeur.

Le premier modèle semble s'imposer pour les raisons qui suivent :

- le GRD a une longue expérience dans la gestion, la collecte, la validation et la fourniture d'information dans le cadre de son obligation de garantir la sécurité et la qualité du service ainsi que dans son activité dans les opérations commerciale (par ex : MIG) ;
- les activités du GRD sont exercées sous la supervision du régulateur ;
- le GRD est le responsable unique pour le comptage. Combinant le relevé du compteur avec la validation cela pourrait avoir comme conséquence de réduire la complexité du processus ;
- ce modèle permet de faire une économie d'argent qui résulte du fait que le processus n'est pas segmenté.

Néanmoins, ce modèle présente également quelques faiblesses¹⁴, notamment :

- manque potentielle d'un level playing field pour tous les utilisateurs de données ;
- compte tenu du fait qu'il s'agit d'un modèle régulé, il y a un manque potentiel des incitants d'innovation.

Compte tenu de ce qui précède, il serait opportun de prévoir des règles de sécurité pour renforcer l'obligation du GRD d'assurer un level playing field et de mener une politique d'innovation.

- **En ce qui concerne le level playing field**

A l'instar de l'approche de la VREG, les activités du GRD en tant que « facilitateur du marché de flexibilité » doivent respecter les conditions suivantes :

- **garantir l'indépendance du GRD par rapport à tous les acteurs du marché et éviter les conflits d'intérêt ;**
- **le GRD en tant que « facilitateur du marché » doit être neutre. En d'autres termes, le GRD ne peut prendre des positions qui perturbent le marché et il doit assurer un accès non discriminatoire à l'information dont il dispose ;**
- **il doit assurer la confidentialité et la sécurité des données et respecter la vie privée des personnes ;**
- **le traitement des données doit être transparent et sur base d'une procédure bien définie.**
- **Etc.**

¹⁴ European Commission, DG ENER, Final Report « *The role of DSOs in a Smart Grid environment* », 23 avril 2014, p. 75.

– En ce qui concerne la politique d'innovation

- **Brugel doit particulièrement veiller à inciter le GRD, à travers la méthodologie tarifaire, à mener une politique d'innovation dans ce domaine. La solution pourrait s'inspirer de la recommandation 12¹⁵ du Smart GRID task force qui prévoit que « les GRDs doivent recevoir les incitants nécessaires pour encourager et utiliser la flexibilité », notamment en encourageant les projets de recherches et de développement du GRD et le déploiement des solutions innovantes. Les coûts liés à ces activités devraient être raisonnablement couverts.**
-

5.2.5 L'activité de sous-comptage

Par souci de cohérence et afin de permettre au GRD d'exercer en toute sérénité son rôle de facilitateur du marché, il serait opportun de réserver l'activité de sous-comptage au GRD. Cette approche permet notamment :

- une gestion sûre des compteurs au niveau de la maintenance et de l'entretien des appareils de comptage qui permet d'avoir des données fiables ;
- le changement relativement facile de FSP (le compteur relevant de la propriété du GRD, celui-ci ne doit pas être remplacé par l'arrivée d'un nouveau fournisseur).

Néanmoins, cette approche ne peut s'imposer aux sous-compteurs déjà installés par les utilisateurs du réseau. Dès lors, une profonde réflexion doit être menée concernant le régime légal applicable aux sous-compteurs déjà installés qui ne relèvent pas de la propriété du GRD. Dans tous les cas, il convient de réserver la possibilité à ces utilisateurs de céder la propriété de ces compteurs au gestionnaire du réseau moyennant une juste compensation.

A titre informatif, la VREG a adopté une approche quelque peu nuancée :

- d'une part que le GRD reste le propriétaire du compteur de tête et que seules les données de ce compteur doivent faire foi ;
- d'autre part, selon la VREG, l'activité du placement, de la maintenance et de la gestion des sous-compteurs doit être libéralisée, tout en précisant que les prescriptions techniques de ces sous-compteurs doivent répondre aux prescriptions prédéfinies. Cette approche permet de favoriser la concurrence et pousse à l'innovation.

¹⁵ Voir la présente note page 14, points 1.1 et 1.2.

Au niveau bruxellois, il serait opportun de préciser que les activités liées au placement de sous-compteurs relèvent de la compétence du GRD.

5.2.6 L'accès au réseau de distribution de l'électricité v. les limites physiques du réseau v. L'utilisation par un GRD de la flexibilité issue du marché comme un produit offert

La conception traditionnelle des réseaux de distribution n'a pas changé ces dernières décennies. Jusqu'à récemment, le GRD a distribué l'énergie et a conçu son réseau sur le principe « top-down ». En appliquant le principe « le réseau suit la demande », leur mission était de distribuer l'énergie dans un sens « *du transporteur de l'énergie vers l'utilisateur final* ». Cette approche nécessitait peu d'outils de monitoring.

Avec l'évolution des technologies et des rôles dans le marché de l'énergie, le maintien de cette approche semble être difficile. En effet, construire des réseaux capables de supporter toute charge tout en préservant la qualité de l'approvisionnement sera très coûteux et inefficace. Par exemple, à plusieurs endroits, le réseau connaîtra la congestion seulement quelques heures par année. L'investissement dans le réseau pour couvrir ce type de situation coûterait beaucoup d'argent à la collectivité et serait inefficace.

Compte tenu de ce qui précède, la planification du réseau ainsi que les méthodologies opérationnelles doivent être revues pour prendre en considération des solutions nouvelles.

Il n'existe pas de solution unique pour l'ensemble des GRD vu leurs caractéristiques spécifiques en ce qui concerne leur structure du réseau (clients et producteurs) et leurs infrastructures publiques (charge, la densité de la population). Néanmoins, selon une des visions européennes¹⁶, pour répondre aux besoins de tous les consommateurs, la transformation du gestionnaire classique en un gestionnaire smart doit suivre les étapes suivantes :

- 1) **Le réseau de distribution « passif »** qui est fondé sur le concept de « fit and forget » et qui représente l'étape actuelle.
- 2) **Le réseau de distribution « réactive »** caractérisée par une approche « opération unique », en d'autres termes le GRD résout le problème lorsqu'un problème se produit. Cette approche est par exemple utilisée dans certains pays où il y a une pénétration importante d'énergie verte. Le raccordement des installations se fait sans la moindre restriction. Néanmoins, les problèmes de congestion sont résolus à l'étape opérationnelle en limitant la puissance et la production. Le producteur peut voir ainsi se couper la production pendant plusieurs heures. A titre d'information, la VREG propose d'adopter à ce stade cette option, mais tout en se réservant le droit de réfléchir à un système plus efficace.

¹⁶Eurelectric, « active distribution system management », February 2013, p. 11.

Notamment, dans l'avis de la VREG, il est maintenu le droit du GRD d'empêcher l'activation de la flexibilité moyennant certaines conditions et sans aucune compensation quelconque. Notamment, chaque fois qu'un GRD empêche l'activation il doit le motiver. En outre, l'interruption doit être limitée dans le temps et être non discriminatoire.

Une telle approche peut néanmoins provoquer des business cases négatives. Dès lors, dans certains pays et Régions la limitation de l'injection est conditionnée au paiement de compensation.

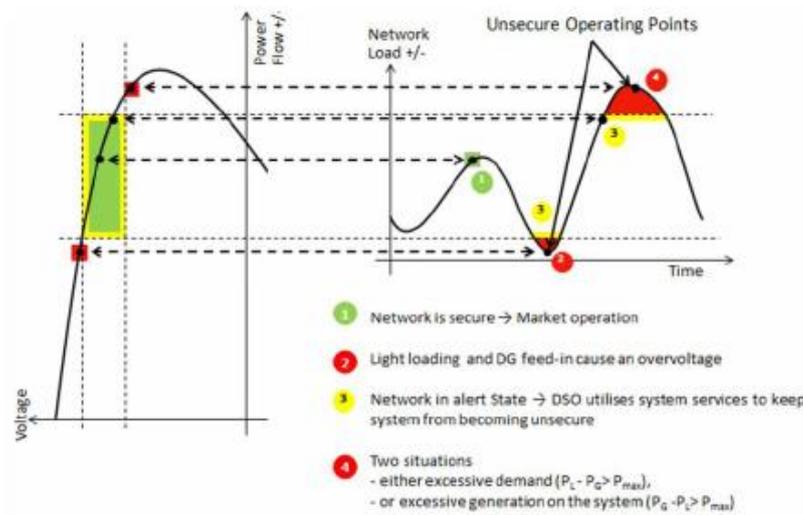
- 3) **L'approche « active »** qui permet l'interaction entre la planification, l'accès et le raccordement selon les « timeframes » opérationnelles. Il s'agit ici de l'utilisation intelligente des réseaux.

Selon le Smart Grid Task Force¹⁷ européenne, une des approches actives à atteindre est le concept de « *traffic light* ». En effet, conformément à l'article 15 de la directive 2012/27/UE, le GRD est autorisé de coordonner l'offre des nouveaux services tout en assurant la sécurité, l'intégrité et la qualité de fourniture dans le réseau. Dans le cadre de cette gestion opérationnelle, il doit être défini les différents états du réseau. « *Le concept de traffic light* » peut être utilisé pour distinguer les différents états du réseau et pour sélectionner les actions adéquates :

- 1°. « *Secure operating region* » (GREEN) : représente un segment du réseau qui est sécurisé et le flux de l'énergie peut être effectué dans les deux sens. Les opérations du marché peuvent avoir lieu sans aucune contrainte.
- 2°. « *Insecure operating point* » (RED) : illustre les situations où l'injection ou le prélèvement du réseau met en cause la sécurité du réseau.
- 3°. « *Almost insecure operating point* » (YELLOW) : illustre les situations où si des actions de gestion de congestion ne sont pas prises, le réseau sera congestionné.

Ceci peut être illustré par le schéma ci-dessous :

¹⁷ Voir, Smart Grid Task Force, Annex to EG3 Report intitulé "Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility, Refinement of Recommendations", September 2015, voir recommandation 12.

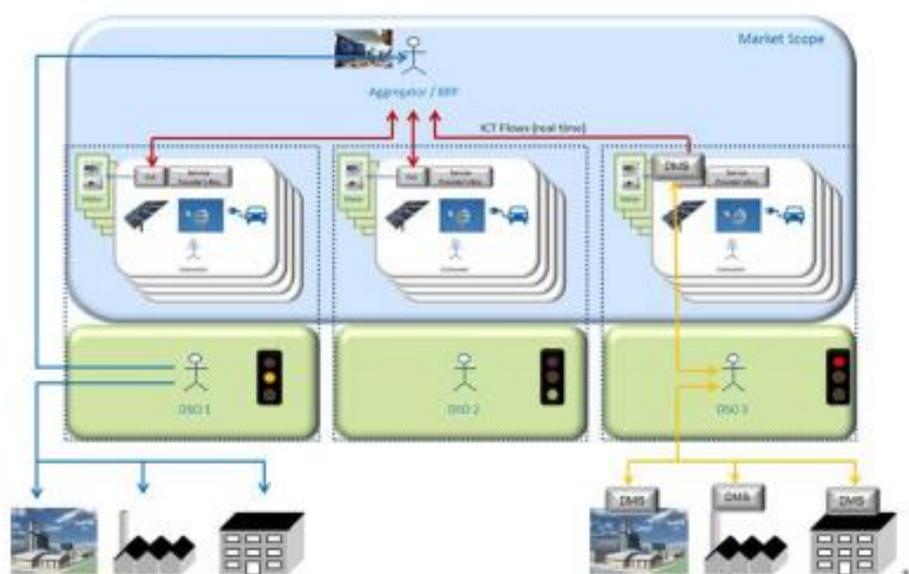


Source : Eurelectric, « active distribution system management », February 2013, p. 21.

POUR CONSULTATION

En d'autres termes, dans le concept de traffic light:

- le statut « Vert » signifie un état normal du réseau ;
- le statut « Jaune » signifie un état alarmant du réseau. Le GRD a recours au marché pour acheter une flexibilité afin d'éviter les congestions :
 - à travers une plateforme de flexibilité : détermination d'une méthodologie qui permet de lier les offres des agrégateurs avec une identification d'un lieu ;
 - directement avec l'utilisateur du réseau par l'intermédiaire d'un appel d'offres.
- le statut « Rouge » signifie la situation d'urgence. Dans ce cas, le GRD est autorisé de moduler ou d'arrêter l'injection/le prélèvement dans le réseau. Il doit s'agir d'une mesure de dernier ressort.



Source : Eurelectric, « active distribution system management », February 2013, p. 2.

La mise en œuvre de ce concept a plusieurs implications sur la régulation et l'architecture du marché :

- les principes et la méthodologie permettant de définir les états du réseau (ROUGE-VERT-JAUNE) doivent être définis par rapport aux contraintes physiques et opérationnelles du réseau. De même, il est primordial de définir les méthodes de monitoring, de calcul et de contrôle de la répartition des états du réseau.
- Des KPIs et des critères permettant de choisir les solutions les plus appropriées et les moins coûteuses pour les différentes situations doivent être définis: le report inefficace des investissements ou des investissements pour un réseau surdimensionné doivent être évités.
- La mise en place d'une régulation qui surveille l'adoption des solutions cost-effective : par exemple, lorsque sur un segment du réseau l'« état rouge » est très fréquent, des investissements dans le réseau doivent être effectués.
- La nécessité de revoir le modèle de fixation des tarifs de distribution et de sa rémunération.

- La définition des rôles et des interactions entre les différents acteurs.

En outre, dans son document intitulé « *Regulatory recommendation for the Deployment of Flexibility – Refinement of Recommendations* » en point 3.2. , le Smart GRID TASK FORCE a insisté sur les éléments suivants:

- le GRD doit entreprendre toutes les actions pour éviter l'état rouge et jaune ;
- l'état jaune doit être annoncé à l'avance et être suffisamment claire pour les acteurs ;
- il convient d'assurer la transparence tout en protégeant la vie privée des utilisateurs du réseau ;
- il est nécessaire de définir la granularité des segments du réseau pour lesquels l'état du réseau doit être signalé ainsi que les moyens de communications (website, protocole, ...)
- le GRD doit examiner la possibilité d'utilisation de la flexibilité pour la gestion des problèmes de congestion en se basant sur des critères économiques et techniques ;
- il est opportun de définir un cadre non-discriminatoire qui permet au GRD de contracter avec un fournisseur de flexibilité ;
- il convient de faire en sorte d'éviter les gamings de certains acteurs ;
- une coordination entre le GRD et le GRT doit être opérée lorsque ces deux gestionnaires font appel à la même source de flexibilité.

Certains documents de Synergrid¹⁸ pourraient également laisser supposer que la volonté des GRDs belges est de tendre vers une gestion de réseau basée sur le « *traffic light concept*»

Brugel sera particulièrement attentif à la modélisation de ce concept de trafic light en Région de Bruxelles-Capitale, si une telle approche est adoptée. Elle veillera également à ce que les principes de base du marché libéralisé et de la protection des utilisateurs du réseau soient préservés. Dans tous les cas, les Plans d'investissement sont des outils clé pour intégrer les besoins en flexibilité du GRD.

Au niveau bruxellois, il convient d'entamer une réflexion générale sur l'évolution de la gestion du réseau de distribution.

En outre, dans une approche prudente, en attendant l'adoption d'un cadre réglementaire contraignant européen régissant les obligations du GRD dans le marché de flexibilité, et à l'instar de l'avis de VREG, il serait opportun de procéder par deux étapes :

- **Dans un premier temps, il convient de prévoir dans le cadre réglementaire actuel les conditions dans lesquelles, le GRD peut empêcher l'activation d'une flexibilité et soumettre l'exercice de ce droit par le GRD au contrôle ex post de BRUGEL.**

¹⁸ C8-01, Network Flexibility Study pour participation des URD à des produits de flexibilité, version publiée pour consultation.

-
- **Dans un deuxième temps, accompagner le GRD et les acteurs concernés par la flexibilité dans la conception dynamique du réseau de distribution au travers du modèle du concept de trafic light.**
-

5.2.7 Les activités de stockage du GRD

Le stockage de l'énergie est une alternative pour les GRD afin d'assurer la qualité et la sécurité dans leur réseau, tout en réduisant les pertes. Il peut être utilisé pour postposer ou réduire les investissements physiques dans celui-ci. Le stockage peut aider également à réduire la demande au moment pick et à contrôler l'énergie réactive et le voltage par phase.

Actuellement, l'utilisation du stockage est limitée par des considérations financières, juridiques - liées au régime d' unbundling¹⁹ - et pratiques. Néanmoins, avec le développement et/ou la généralisation de cette technologie qui va s'accompagner d'une baisse des prix et d'une clarification des règles d' unbundling par rapport aux activités de stockage qu'un GRD pourrait exercer, il convient de réfléchir sur la réglementation à mettre en place en RBC.

Selon la vision de certains GRDs, ils doivent disposer du droit d'exercer des activités de stockage et leurs investissements dans les outils de stockage doivent être couverts par les tarifs :

« DSOs should be allowed to procure system flexibility services from existing electricity storage facilities. DSOs should also be able to deploy and operate their own electricity storage facilities, if necessary. In the latter case, the energy storage facilities should be integrated in the DSO's regulatory asset base and their cost should be recovered through network tariffs »²⁰.

La VREG a adopté une vision plus nuancée concernant cette problématique. Dans son avis, la VREG a confirmé que le GRD peut disposer d'installations de stockage, mais à condition que :

- elles soient utilisées uniquement pour les besoins du réseau. En d'autres termes, le GRD ne peut utiliser ces installations de stockage pour intervenir comme un acteur commercial²¹.
- Les GRDs doivent prouver, par une analyse coût-bénéfice, que disposer des propres installations de stockage coûterait moins cher pour la collectivité que le recours à un FSP ou un fournisseur de service de stockage.

¹⁹DIRECTORATE GENERAL FOR INTERNAL POLICIES, POLICY DEPARTMENT A: ECONOMIC AND SCIENTIFIC POLICY , study "Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?", October 2015, p.12.

²⁰ European Distribution System Operators for Smart Grids, Integrating electricity storage in distribution grids, May 2016, p. 1.

²¹ Geode Position Paper, Energy storage, May 2016, p. 6.

Cette approche a été également adoptée par le régulateur italien.²²

Au niveau fédéral, le GRT a été autorisé d'utiliser le stockage de l'énergie pour l'équilibrage de son réseau sous conditions suivantes²³ :

- il est utilisé uniquement pour l'équilibrage du réseau ;
- l'électricité stockée est appelée en dernier lieu,
- sous forme de droits de tirage négociés,
- dans la limite de la puissance demandée pour les services auxiliaires,
- moyennant l'approbation préalable du régulateur,
- après avoir recouru au marché.

Au niveau bruxellois, il convient de préciser ou en tout cas d'entamer la réflexion sur la question relative au droit du GRD de disposer des installations de stockage et d'en définir les conditions. Cette réflexion doit également concerner l'intégration des systèmes de stockage des URDs dans le réseau.

5.2.8 Besoin accru de la protection du client résidentiel

Une attention particulière doit être portée à la protection de ces clients résidentiels actifs dans le marché de flexibilité. Cette protection peut également être élargie aux petites et moyennes entreprises.

Le Smart Grid Task Force²⁴ a défini une liste des mesures devant être prises pour protéger ce type de client. Cette protection doit jouer à trois niveaux :

- 1) **l'information du consommateur** : les informations relatives aux services proposées par le FSP doivent être claires, compréhensives et accessibles au différent type de consommateurs. Elles doivent également souligner les enjeux, les profits, les risques et les conséquences d'un engagement dans le marché de flexibilité.
- 2) **l'outil de comparaison** : le consommateur doit pouvoir comparer les différentes offres proposées par les FSPs.

²² DIRECTORATE GENERAL FOR INTERNAL POLICIES, POLICY DEPARTMENT A: ECONOMIC AND SCIENTIFIC POLICY , study "Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?", October 2015, p.30.

²³ European Distribution System Operators for Smart Grids, Integrating electricity storage in distribution grids, May 2016, p. 7.

²⁴ Voir, Smart Grid Task Force, Annex to EG3 Report intitulé "Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility, Refinement of Recommendations", September 2015, pp. 16-21.

- 3) **les mesures concrètes de protection** : au travers des tarifs, d'une prise de législation protectrice du consommateur en ce qui concerne sa responsabilité, du caractère volontaire de la participation, de la mise en place de méthodes alternatives de règlement de litiges, etc.

Au niveau bruxellois, il convient d'approfondir la réflexion sur les moyens efficaces permettant de protéger le client désirant participer au marché de flexibilité. De même, les mesures prises pour favoriser le développement du marché de flexibilité doivent également tenir compte des impacts sur les clients qui ne souhaitent ou ne peuvent pas participer à ce marché.

D'une manière générale, Brugel est d'avis que l'intérêt général doit être préservé dans la construction d'un nouveau modèle de marché.

* *
*

POUR CONSULTATION

6 Bibliographie

- Commission européenne, COM(2015) 80 final. http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0003.03/DOC_1&format=PDF
- Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions, « Une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie », SWD(2015)141final, Bruxelles, le 15.04.2015. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A52015DC0339>
- CREG, rapport final, le 5 mai 2016, intitulé « les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique ». <http://www.creg.info/pdf/Etudes/FI459FR-2.pdf>
- C8-01, Network Flexibility Study pour participation des URD à des produits de flexibilité, version publiée pour consultation.
- DIRECTORATE GENERAL FOR INTERNAL POLICIES, POLICY DEPARTMENT A: ECONOMIC AND SCIENTIFIC POLICY, study "Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?", October 2015. [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU\(2015\)563469_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU(2015)563469_EN.pdf)
- EG3 Workshop on Demand Response and Self Consumption, Brussels 2 March 2016, présentation effectuée par Andreas Flamm.
- European Distribution System Operators for Smart Grids, Integrating electricity storage in distribution grids. http://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/EDSO-views-on-electricity-storage_final.pdf
- Eurelectric, « active distribution system management », February 2013. http://www.eurelectric.org/media/74356/asm_full_report_discussion_paper_final-2013-030-0117-01-e.pdf
- European Commission, DG ENER, Final Report « The role of DSOs in a Smart Grid environment », 23 avril 2014. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140423_dso_smartgrid.pdf
- Geode Position Paper, Energy storage, May 2016. <http://www.geode.eu.org/uploads/GEODE%20Germany/DOCUMENTS%202016/REPORT%20ENERGY%20STORAGE%202016.pdf>
- Livre blanc de 2011 sur la politique des transports, COM(11) 144. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/fr/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0144>
- Smart Grids Task Force's workshop on Incentives for innovation, Brussels, 1st June 2016, présentation effectuée par Alvaro Rayan.
- Smart Grid Task Force, EG3 Report, Options on handling Smart Grids Data, January 2013. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group3_first_year_report.pdf

- Smart Grid Task Force, Annex to EG3 Report intitule “Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility, Refinement of Recommendations”, September 2015. <http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3%20Final%20-%20January%202015.pdf>
- VREG, Advies met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HS-elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit, 15 februari 2016. <http://www.vreg.be/sites/default/files/document/adv-2016-01.pdf>
- Workshop on Status, Barriers and Incentives to Demand Response in EU Member States, Brussels, 23rd October 2015, presentation effectuée par KiwiPower, Yoav Zingher. <http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/node/9100>

POUR CONSULTATION