



## Rapport des quatre régulateurs de l'énergie

du 03 février 2014

concernant l'adaptation du cadre réglementaire  
pour le développement de la gestion de la demande

## 1. Introduction

Le 03/06/2013, les ministres régionaux et fédéraux de l'énergie (ci-après dénommés : ENOVER-M) ont tablé sur la sécurité de l'approvisionnement et le maintien de l'équilibre du réseau d'électricité. Lors de cette réunion, il a été convenu de demander un rapport commun aux quatre régulateurs de l'énergie, la CREG, CWaPE, Brugel et VREG (ci-après dénommés : Forbeg) concernant la gestion de la demande. Ce rapport devait être axé sur l'adaptation souhaitable ou nécessaire du cadre réglementaire en vue du développement optimal du potentiel de gestion de la demande.

À la suite de la demande d' ENOVER-M, Forbeg a entamé les activités au sein d'un groupe de travail et a pris les contacts nécessaires avec les parties du marché. Le présent rapport est établi sur cette base.

La partie 2 reprend un aperçu du cadre réglementaire actuel au niveau fédéral et dans les trois régions.

La partie 3 fournit un aperçu des initiatives en cours (projets pilotes, enquêtes, études...) au niveau fédéral et dans les trois régions. Cet aperçu n'est évidemment pas exhaustif vu que toutes les enquêtes en cours sur ce thème ne sont pas connues des régulateurs.

La partie 4 reprend une estimation du potentiel en gestion de la demande. L'analyse de celui-ci n'est pas explicitement demandée et n'a dès lors pas fait l'objet d'une étude détaillée. Cette partie a essentiellement pour but de mettre en perspective l'apport de la gestion active de la demande vis-à-vis de la sécurité de l'approvisionnement et du maintien de l'équilibre.

Enfin, la partie 6 aborde la manière dont la gestion de la demande pourrait être utilisée pour les différents services pour lesquels une demande existe, aussi bien de nature commerciale qu'émanant des parties régulées. Comme de nombreux éléments sont encore discutés et examinés, l'accent est mis sur la définition des sujets à régler de manière légale ou réglementaire.

## 2. Contexte

La gestion active de la demande renvoie à la capacité des consommateurs de modifier leur profil de consommation en fonction de signaux extérieurs envoyés par les acteurs du marché de l'électricité. Elle constitue donc une source de flexibilité, à l'instar des unités de production, permettant d'assurer le fonctionnement du réseau dans les limites physiques garantissant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du système électrique.

Historiquement, le système électrique a été dimensionné de manière telle que le parc de production puisse s'adapter aux variations de consommation. Des mécanismes tarifaires ont toutefois été mis en oeuvre en distribution (tarifs bihoraire, exclusif de nuit) de manière à optimiser les investissements associés au réseau et au parc de production. Ces mécanismes ont certes permis un développement de la gestion active de la demande mais de manière statique, c'est-à-dire sans possibilité d'intervention en fonction d'événements constatés ou prévisibles à brève échéance. Au niveau des gros consommateurs industriels, la pratique existe depuis longtemps de conclure avec les fournisseurs ou avec le gestionnaire du réseau de transport des contrats de modulation ou d'interruptibilité de la consommation.

L'évolution du système électrique, dominée ces dernières années par l'intégration accrue de productions décentralisées et la numérisation croissante de l'économie, conduit les *stakeholders* du secteur à élargir l'intérêt porté au potentiel offert par une gestion plus dynamique de la demande.

En effet, l'intégration de productions locales, dont l'accès au réseau doit être assuré, introduit un changement majeur pour la gestion du système puisqu'une part croissante du parc de production entraîne des besoins accrus de flexibilité, alors que ces moyens de production en constituaient autrefois la source.

Ces besoins émanent des différents acteurs du marché de l'électricité, entreprises commerciales comme régulées et peuvent être distingués comme suit:

- Le gestionnaire du réseau de transport veille à l'équilibre global de sa zone de réglage. Il y maintient la stabilité du réseau. Pour remplir cette mission de gestionnaire du système, le GRT dispose de moyens de réglage convenus avec les producteurs et certains consommateurs raccordés à son réseau, agrégés ou non. Il répercute également la responsabilité d'équilibre vers les parties commerciales (responsables d'équilibre) en leur facturant les déséquilibres constatés.
- Les acteurs commerciaux agissant en leur qualité de responsable d'équilibre sont donc incités à assurer l'équilibre pour les clients dont ils ont la charge. Les acteurs commerciaux remplissant le rôle de fournisseur sont également chargés de la gestion de la "commodité", en veillant à la correspondance entre l'achat d'électricité sur le marché de gros et sa vente sur le marché de détail pour les clients dont ils ont la charge.
- Les gestionnaires de réseau, en transport comme en distribution, veillent également à maintenir l'accès à leur réseau. Pour ce faire, ils développent, entretiennent et exploitent le réseau de manière à prévenir, entre autres l'occurrence de congestions locales.

Le développement à grande échelle des technologies de l'information constitue une opportunité face à l'émergence de ces nouveaux besoins, dans la mesure où il est dorénavant possible de lever les contraintes techniques empêchant une gestion plus dynamique des flux d'électricité transitant par les réseaux, tant en injection qu'en prélèvement.

D'un point de vue technique, un premier critère déterminant pour apprécier la capacité des consommateurs à réaliser une gestion active de leur demande réside dans la part de leurs processus dont la consommation électrique offre des caractéristiques techniques adéquates pour pouvoir être partiellement ou totalement effacée ou reportée.

Un deuxième critère est le niveau de tension auquel ces consommateurs sont raccordés au réseau, et la façon d'exploitation de celui-ci.

- Consommateurs raccordés au réseau de transport (au-delà de 70 kV)
- Consommateurs raccordés au réseau de transport local et régional (de 30kV à 70kV)
- Consommateurs raccordés en distribution:
  - o Haute tension (de 1kV à 30kV)
  - o Basse tension (inférieur à 1 kV)

Un troisième critère important, particulièrement en basse tension, est constitué par le régime de comptage choisi par le client. Nous pouvons ainsi distinguer les clients dont le profil réel de consommation est pris en compte par le marché (clients de type AMR, dont la consommation est mesurée chaque 1/4h) des clients caractérisés par un profil de consommation calculé sur base de moyennes (clients de type YMR, dont la consommation n'est mesurée qu'une fois par an).

Le progrès technologique permettra à de plus en plus de consommateurs de participer activement au marché de l'électricité, puisqu'ils pourront être impactés financièrement par leur profil réel de consommation. Le corolaire de cette évolution implique donc une exposition plus importante des consommateurs au risque en termes de prix. Par conséquent il est nécessaire, lors de la définition des

dispositions légales à adopter dans cette matière nouvelle, de veiller à maintenir un niveau protection adéquat du consommateur tout en permettant à cette technologie de délivrer ses potentialités.

Le chapitre suivant présente l'état actuel des dispositions légales d'application au niveau européen et en Belgique, en distinguant les niveaux de pouvoir compétents.

## 3. Cadre réglementaire au niveau fédéral et régional

### 3.1. Réglementation européenne

Deux directives européennes contiennent des éléments relatifs à la gestion de la demande d'électricité: la directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.

#### 3.1.1. Directive 2009/72/CE

• **Considérants 35 et 36** : « *En l'absence de marché liquide, les autorités de régulation nationales devraient jouer un rôle actif pour veiller à ce que les tarifs d'ajustement soient non discriminatoires et reflètent les coûts. En même temps, des incitations appropriées devraient être fournies pour équilibrer les entrées et les sorties d'électricité et ne pas mettre le système en danger. Les gestionnaires de réseau de transport devraient faciliter la participation des clients finals et des groupements de clients finals aux marchés de réserve et d'ajustement.* »

« [...] *Dans l'exécution de ces tâches [i.e. approbation des tarifs], les autorités de régulation nationales devraient veiller à ce que les tarifs de transport et de distribution soient non discriminatoires et reflètent les coûts de réseau marginaux évités à long terme grâce à la production distribuée et aux mesures de gestion de la demande.* »

• **Art. 2, 29** : « "efficacité énergétique/gestion de la demande" : *une approche globale ou intégrée visant à influencer l'importance et le moment de la consommation d'électricité afin de réduire la consommation d'énergie primaire et les pointes de charge, en donnant la priorité aux investissements en mesures d'efficacité énergétique ou d'autres mesures, telles que les contrats de fourniture interruptible, plutôt qu'aux investissements destinés à accroître la capacité de production, si les premiers constituent l'option la plus efficace et économique, en tenant compte des incidences positives sur l'environnement d'une réduction de la consommation d'énergie, ainsi que des aspects de sécurité d'approvisionnement et de coûts de distribution qui y sont liés.* »

• **Art. 3.2.** : les Etats membres peuvent imposer des obligations de service public (OSP) aux entreprises d'électricité, notamment en matière de sécurité d'approvisionnement et de protection de l'environnement ; « *en matière de sécurité d'approvisionnement, d'efficacité énergétique/gestion de la demande et pour atteindre les objectifs environnementaux et les objectifs concernant l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables, visés au présent paragraphe, les États membres peuvent mettre en œuvre une planification à long terme, en tenant compte du fait que des tiers pourraient vouloir accéder au réseau* ». L'article 3.10 ajoute que les Etats doivent prendre des mesures en matière de protection de l'environnement et de sécurité d'approvisionnement (y compris des mesures d'efficacité énergétique/gestion de la demande) ; « *ces mesures peuvent inclure notamment des incitations économiques adéquates [...]* »

- **Appel d'offres (art. 8)** : la directive prévoit un mécanisme d'appel d'offres non seulement en vue de la construction de nouvelles unités de production, mais également afin de mettre en place « *des mesures d'efficacité énergétique/gestion de la demande* ».
- **Art. 25** : « *Lors de la planification du développement du réseau de distribution, le gestionnaire de réseau de distribution envisage des mesures d'efficacité énergétique/gestion de la demande ou une production distribuée qui permettent d'éviter la modernisation ou le remplacement de capacités.* »

De manière moins claire, l'**art. 37.6.b** précise que « *les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir: [...] b) les conditions de la prestation de services d'ajustement, qui sont assurés de la manière la plus économique possible et qui fournissent aux utilisateurs du réseau des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur apport et leur consommation. Les services d'ajustement sont équitables et non discriminatoires et fondés sur des critères objectifs.* »

### **3.1.2. Directive 2012/27/UE**

La directive 2012/27/UE « *du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE* » est à transposer en droit interne pour le 5 juin 2014 au plus tard.

Elle énonce un principe important, selon lequel il ne peut y avoir de discrimination entre l'effacement de la consommation et l'appel à la production :

- **art. 15.4** : « *Les États membres veillent à la suppression des incitations en matière de tarifs de transport et de distribution qui sont préjudiciables à l'efficacité globale (y compris l'efficacité énergétique) de la production, du transport, de la distribution et de la fourniture d'électricité ou de celles qui pourraient faire obstacle à la participation des effacements de consommation aux marchés d'ajustement et à la fourniture de services auxiliaires. Les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau soient incités à améliorer l'efficacité au niveau de la conception et de l'exploitation des infrastructures et, dans le cadre de la directive 2009/72/CE, à ce que les tarifs permettent aux fournisseurs d'améliorer la participation du consommateur à l'efficacité du système, y compris aux effacements de consommation en fonction des facteurs nationaux.* »
- **art. 15.8** : « *Les États membres veillent à ce que les autorités nationales de régulation de l'énergie encouragent les ressources portant sur la demande, telles que les effacements de consommation, à participer aux marchés de gros et de détail au même titre que les ressources portant sur l'offre.*

*Sous réserve des contraintes techniques inhérentes à la gestion des réseaux, les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution, lorsqu'ils s'acquittent des obligations en matière d'ajustement et de services auxiliaires, traitent les fournisseurs de services d'effacement de consommation, y compris les agrégateurs, de façon non discriminatoire, sur la base de leurs capacités techniques.*

*Sous réserve des contraintes techniques inhérentes à la gestion de réseaux, les États membres promeuvent l'accès et la participation des effacements de consommation aux marchés d'ajustement, aux réserves et à d'autres marchés de services de réseau, notamment en demandant aux autorités nationales de régulation ou, lorsque leur système national de régulation l'exige, aux gestionnaires de réseau de transport et de réseau de distribution, en étroite coopération avec les fournisseurs de services portant sur la demande et les consommateurs, de définir des modalités techniques pour la*

*participation à ces marchés, sur la base des exigences techniques de ces marchés et des potentiels d'effacement de consommation. Ces modalités incluent la participation des agrégateurs.»<sup>1</sup>*

## **3.2. Fédéral**

### **3.2.1. La loi du 29 avril 1999**

La loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « Loi électricité ») ne traite pas directement de la question de la gestion de la demande. Cette problématique est néanmoins abordée dans le cadre de thèmes plus généraux, tels la sécurité d'approvisionnement ou les services auxiliaires. Certaines dispositions ont par ailleurs été importées directement de la directive 2009/72/CE.

L'article 2, 27°, définit la notion d' « efficacité énergétique et/ou gestion de la demande » comme étant « *une approche globale ou intégrée visant à influencer l'importance et le moment de la consommation d'électricité afin de réduire la consommation énergétique primaire et les pointes de charge, en donnant la priorité aux investissements en mesures d'efficacité énergétique ou d'autres mesures, telles que les contrats de fourniture interruptibles, plutôt qu'aux investissements destinés à accroître la capacité de production, si les premiers constituent l'option la plus efficace et économique, en tenant compte des incidences positives sur l'environnement d'une réduction de la consommation d'énergie, ainsi que des aspects de sécurité d'approvisionnement et de coûts de distribution qui y sont liés* ». Il s'agit mot pour mot de la définition figurant dans l'article 2, 29°, de la directive 2009/72/CE.

On constatera que les termes « efficacité énergétique et/ou gestion de la demande » ne sont comme tels repris nulle part dans le corps de la Loi électricité.

Les potentialités de la gestion de la demande interviennent comme critère permettant d'évaluer la nécessité de recourir à la procédure d'appel d'offres. Ainsi l'article 5, § 1<sup>er</sup>, de la Loi électricité prévoit que :

*« Sans préjudice des dispositions visées à l'article 21, alinéa 1er, 1° et 2°, le ministre peut recourir à la procédure d'appel d'offres pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas suffisamment assurée par :*

*1° la capacité de production en construction; ou*

*2° les mesures d'efficacité énergétique; ou*

*3° la gestion de la demande. »*

On remarquera à cet égard que cette disposition constitue une transposition imparfaite de l'article 8 de la directive 2009/72/CE, qui prévoit que la procédure d'appel d'offres peut non seulement viser « de nouvelles capacités », mais également « des mesures d'efficacité énergétique/gestion de la demande ».

La question de la gestion de la demande est visée de manière indirecte dans la description des tâches du gestionnaire du réseau de transport. Ainsi :

- L'article 8, § 1<sup>er</sup>, alinéa 3, 2°, de la Loi électricité dispose que le gestionnaire du réseau est notamment chargé de « *garantir un réseau électrique sûr, fiable et efficace et, dans ce*

---

<sup>1</sup> L'agrégateur est défini par la directive comme « *un 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 organisés* » (art. 2, 45°).

*contexte, veiller à la disponibilité et à la mise en œuvre de tous les services auxiliaires nécessaires, dans la mesure où cette disponibilité est indépendante de tout autre réseau de transport avec lequel son réseau est interconnecté. Les services auxiliaires incluent notamment les services fournis en réponse à la demande et les services de secours en cas de défaillance d'unités de production, en ce compris les unités basées sur les énergies renouvelables et la cogénération de qualité. [...] »*

- L'article 8, § 1<sup>er</sup> bis, alinéas 4 et 5, de la Loi électricité prévoient que « *Le gestionnaire du réseau veille par ailleurs à promouvoir l'efficacité énergétique. A cette fin, il recourt à l'effacement et met en œuvre des compteurs et/ou des réseaux intelligents. Dans le cadre des compteurs intelligents, le gestionnaire du réseau réalise d'ici le 31 décembre 2012 une évaluation économique à long terme de l'ensemble des coûts et bénéfices de ces compteurs pour le marché et pour les clients finals raccordés au réseau de transport, pris individuellement. Le gestionnaire du réseau remet annuellement au ministre un rapport sur les mesures prises pour promouvoir l'efficacité énergétique sur le réseau de transport.* » Il s'agit de la transposition de l'article 3.11 de la directive 2009/72/CE.

L'article 12quinquies de la Loi électricité traite des tarifs des services auxiliaires. On relèvera en particulier les éléments suivants : « *Les prix proposés par les prestataires des services auxiliaires sur le réseau de transport sont suffisamment attractifs pour garantir à court et à long terme leur fourniture au gestionnaire du réseau. Le gestionnaire du réseau se procure ces services auxiliaires selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles de marché.* » Toutefois, on constate que si, sur la base d'un rapport de la CREG, il s'avère que les prix proposés sont manifestement déraisonnables, le Roi peut, « *au nom de la sécurité d'approvisionnement* », imposer une obligation de service public visant le volume est les prix des services auxiliaires, mais uniquement à charge des producteurs.

L'article 23, § 2<sup>ter</sup>, de la Loi électricité prévoit en outre que, dans l'exercice de ses compétences, la CREG respecte « *la liberté contractuelle en matière de contrats de fourniture interruptibles et de contrats à long terme, dès lors qu'ils sont compatibles avec le droit communautaire et conformes aux politiques communautaires* » ; il s'agit là de la transposition de l'article 37.1.) de la directive 2009/72/CE. Les travaux préparatoires de la loi du 8 janvier 2012 exposent les raisons pour lesquelles il a semblé nécessaire au législateur européen de protéger les contrats à long terme, mais rien n'est dit s'agissant des contrats interruptibles.

Enfin, il faut également mentionner que, depuis la modification de la Loi électricité par la loi du 8 janvier 2012, l'étude prospective, que la Direction générale de l'Energie est chargée d'établir, n'est plus censée décrire uniquement comment les moyens de production vont devoir faire face à l'évolution de la demande, mais bien si l'évolution tant de l'offre que de la demande entraînera la mise à disposition de « nouveaux moyens » – en ce compris de mesure de gestion de la demande (art. 3, § 2, 1°).

### **3.2.2. Règlement technique transport**

Dans une première optique, l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après, le « Règlement technique »), traite de la demande comme un moyen pour le gestionnaire de réseau, de sauvegarder la sécurité du réseau en adoptant des mesures unilatérales.

Par exemple, l'article 157, § 2, prévoit que, pour maintenir l'équilibre du réseau et si l'activation des réserves n'est pas suffisante pour ce faire, le gestionnaire du réseau peut notamment modifier ou

interrompre les prélèvements aux points de prélèvement, conformément au plan de délestage faisant partie du code de sauvetage.

Par ailleurs, l'article 234 du Règlement technique dispose que, si le gestionnaire du réseau constate l'impossibilité de veiller à la disponibilité du réseau, et notamment s'il constate que les réserves primaire, secondaire ou tertiaire sont insuffisantes (ou leur prix manifestement non raisonnables), il peut, à titre temporaire (i) imposer « *aux producteurs et à d'autres utilisateurs du réseau désignés par lui dans la zone de réglage la mise à disposition d'un ou plusieurs de ces services à un prix raisonnable* » et (ii) déterminer « *le cas échéant, sur une base individuelle, et sur la base de critères techniques transparents, la quantité d'un ou plusieurs de ces services qu'un ou plusieurs producteurs ou utilisateurs du réseau doit fournir ou mettre à disposition du gestionnaire du réseau en fonction de leurs moyens de production existants* ». Cela étant, même si cette disposition vise également d'autres utilisateurs du réseau, force est de constater que les mesures concrètes que le gestionnaire du réseau peut adopter visent au premier chef les producteurs, puisqu'en vertu de l'article 234, la part de chacun dans les services à fournir doit être fixée en fonction de ses moyens de production existants. On peut en outre se demander si cette disposition est toujours d'application, compte tenu de l'article 12quinquies de la loi, qui fixe la manière dont les services auxiliaires peuvent être imposés.

La gestion de la demande peut toutefois être (également) envisagée, non comme un ensemble de mesures unilatérales, mais de manière active, comme un service que les clients peuvent proposer – de manière individuelle ou collective –, et qui serait à mettre sur le même pied que les services que peuvent rendre les producteurs.

L'article 157, § 2, 4°, permet ainsi au gestionnaire de réseau d'adapter les programmes journaliers d'accès relatifs à des charges offertes par les responsables d'accès.

La gestion de la demande peut également intervenir dans le cadre de la gestion des congestions. À cet égard, les articles 265 et 266 du Règlement technique disposent, en substance, que le gestionnaire de réseau peut notamment interrompre le prélèvement d'un utilisateur du réseau, mais seulement « *au cas où celui-ci participe à la gestion des congestions* » ; une telle possibilité doit être prévue dans le contrat de raccordement ou, si elle est convenue avec le responsable d'accès, dans le contrat d'accès.

En ce qui concerne le balancing (art. 236 et s.), le Règlement technique ne réserve pas, théoriquement, la participation aux réserves primaire, secondaire et tertiaire aux seuls producteurs ; il parle ainsi des « fournisseurs du service », qui peuvent être soit des producteurs, soit d'autres utilisateurs du réseau. Toutefois, on observe que toutes les mesures de type unilatéral (mise à disposition forcée de puissance de réserve primaire, secondaire ou tertiaire) visent expressément les producteurs (art. 239, 246 et 252).

### **3.3. Wallonie**

En Wallonie, les bases légales actuellement d'application permettent déjà au gestionnaire de réseau de proposer à tout utilisateur de son réseau un contrat d'interruptibilité. Celles-ci sont toutefois en cours de révision afin d'intégrer, entre autres, les principes directeurs qui ont été dégagés par le groupe de réflexion REDI. Dans ce cadre, les priorités pour le développement de réseaux électriques intelligents et durables ont été proposées au Gouvernement Wallon, dans l'optique d'une intégration accrue des productions locales d'électricité. Ces dispositions visent essentiellement à donner au gestionnaire de réseau les moyens utiles à un développement efficace des réseaux, en lui confiant une responsabilité d'arbitrage entre les investissements réseaux, l'activation des accès flexibles des unités



de productions décentralisées (et le paiement de compensations financières à ces producteurs sous certaines conditions) et le recours à la gestion active de la demande.

Les dispositions légales qui en découlent concernent principalement le raccordement, la prévention et la gestion des congestions locales. Certaines dispositions particulières sont reprises ci-dessous, contenues dans les règlements techniques transport local et distribution.

### ***3.3.1. Règlement technique transport local***

Le règlement technique transport local octroie au gestionnaire de ce réseau le droit de conclure des contrats d'interruption ou de réduction du prélèvement avec les utilisateurs directement raccordés en transport local, par l'intermédiaire éventuel du responsable d'équilibre. L'utilisation de cette flexibilité est destinée à la prévention des congestions.

Article 173 §1er En veillant sur le droit de priorité accordé aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, aux unités de cogénération de qualité et/ou à haut rendement et à celles qui produisent de l'électricité à partir de déchets et des récupérations sur processus industriels, le gestionnaire du réseau de transport local met en oeuvre les moyens dont il dispose afin de gérer de manière sûre, fiable et efficace les flux d'électricité sur le réseau de transport local, en concertation avec le gestionnaire du réseau de transport.

§2. Lors de préparation de l'exploitation, les moyens visés au §1er permettent notamment:

- De prévoir l'interruption ou la réduction du prélèvement réalisé par un utilisateur du réseau de transport local au cas où celui-ci participe à la gestion des congestions, comme précisé à l'article 174, §§1er et 2.
- D'invoquer une situation d'urgence conformément à la section 4 du chapitre II du titre 1er.

Article 174 §1er: Les modalités d'interruption ou de réduction du prélèvement prévues à l'article 173 sont définies dans un contrat d'interruptibilité établi entre le gestionnaire du réseau de transport local et l'utilisateur du réseau de transport local (ou le responsable d'équilibre) qui participe volontairement à la gestion des congestions.

§2. Dans le cas où les modalités ont été fixées avec le responsable d'équilibre, celui-ci fournit au gestionnaire du réseau de transport local la preuve qu'il peut mobiliser cette coupure de puissance au point de prélèvement. Le gestionnaire du réseau de transport local décide de la validité de cette mobilisation, sur une base transparente et non discriminatoire.

### ***3.3.2. Règlement technique distribution***

L'Arrêté du Gouvernement wallon du 3 mars 2011 approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci (article 169, relatif aux périodes tarifaires) octroie également au gestionnaire du réseau de distribution le droit d'établir des contrats d'interruptibilité prévoyant l'interruption ou la réduction de charges lorsque l'état du réseau le nécessite. Il tiendra compte des problèmes de congestion constatés, au plus tard lors de l'établissement de son prochain plan d'adaptation. Le modèle de contrat est soumis à l'approbation de la CWaPE qui le publie sur son site internet.

Enfin, le règlement technique distribution contient également des dispositions pertinentes en matière de gestion active de la demande, portant sur la définition et l'adaptation des périodes tarifaires.

Il est notamment prévu que « le GRD gère et actionne les appareils et signaux nécessaires à l'application de ces périodes tarifaires. Ces appareils doivent offrir les fonctionnalités nécessaires pour la mise en œuvre efficace du concept réseau intelligent, notamment la mise à disposition des signaux de basculement ». Les adaptations de ces fonctionnalités à l'initiative du gestionnaire de réseau de distribution peuvent avoir lieu uniquement après consultation des fournisseurs concernés et accord explicite de la CWaPE dans les deux mois.

### **3.4. Bruxelles**

La mise en œuvre des mesures de gestion de la demande comme outils de développement des réseaux électriques dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique et qui permettent d'éviter l'augmentation ou le remplacement de capacités a été explicitement citée dans l'ordonnance du 19 juillet 2001 (dénommée ci-après "l'ordonnance électricité") relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. En outre, le législateur bruxellois a prévu aussi des dispositions dans les règlements techniques, notamment via un code de collaboration entre les gestionnaires de réseaux électriques pour atteindre les objectifs qui leur ont été assignés dans l'ordonnance électricité.

Ci-après les principales références dans la réglementation bruxelloise en vigueur et constituant le cadre actuel permettant le développement du potentiel de la gestion de la demande.

#### **3.4.1. Ordonnance électricité**

L'ordonnance électricité règle une matière visée à l'article 39 de la Constitution qui attribue des compétences à la Région de Bruxelles-Capital concernant l'organisation du marché de l'électricité.

Ci-après les principales dispositions de cette ordonnance permettant de définir le cadre réglementaire actuel pour le développement du potentiel de la gestion de la demande.

- **Responsabilité des gestionnaires de réseaux pour la mise en œuvre de la gestion de la demande:**

Les articles 5 et 7 de l'ordonnance électricité décrivent de manière claire dans quelles conditions les gestionnaires de réseaux d'électricité (distribution et transport régional) doivent gérer, entretenir et exploiter leurs réseaux électriques dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.

En effet, l'art. 5. § 1er. définit le rôle du gestionnaire du réseau de transport régional (GRTR) comme suit: « *Le gestionnaire du réseau de transport régional est responsable de l'exploitation, de l'entretien et, le cas échéant, du développement du réseau de transport régional, y compris ses interconnexions avec d'autres réseaux en vue de garantir, 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* ».

Une définition équivalente est aussi utilisée pour décrire le rôle du gestionnaire du réseau de distribution (GRD) « *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 » [art. 7. §1er.].*

Pour atteindre ces objectifs, l'ordonnance électricité définit les principales tâches (liste non exhaustive) que doivent réaliser les gestionnaires de réseaux électriques. Il s'agit notamment pour le GRTR de :

*« prévoir, lors de la planification du développement du réseau de transport régional, des mesures d'efficacité énergétique et, en concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution, **des mesures de gestion de la demande** ou une production distribuée qui permettent d'éviter l'augmentation ou le remplacement de capacités [art.5, §1, 10°].*

L'ordonnance électricité définit aussi une disposition identique pour le GRD notamment de:

*« 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 » [art.7, §1, 9°].*

Dans cette optique, les investissements des gestionnaires de réseaux doivent être réalisés dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique comme stipulé par l'article 12§1er. *« Les gestionnaires de réseaux établissent, chacun pour ce qui les concerne, un plan d'investissements en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement sur le réseau dont ils assurent respectivement la gestion dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique ».*

Ces plans d'investissements doivent, entre autre, décrire l'état d'avancement des études ou des projets de mise en œuvre des compteurs et réseaux intelligents. En effet l'article 12 §1er, 8° stipule pour chaque gestionnaire de réseaux, chacun pour ce qui le concerne, de décrire : *« l'état des études, projets et mises en oeuvre des réseaux intelligents et, le cas échéant, des systèmes intelligents de mesure »;*

Plus particulièrement, le GRD a, en outre, l'obligation de veiller à promouvoir l'efficacité énergétique notamment via des études de faisabilité de mise en œuvre des compteurs et réseaux intelligents. En effet, l'article 7, §1, 10° stipule pour le GRD ceci : *« veiller à promouvoir l'efficacité énergétique. Dans cette optique, il étudie notamment les technologies nécessaires à la transformation des réseaux en réseaux intelligents ainsi que les fonctionnalités nécessaires à l'introduction des systèmes intelligents de mesure. Le Gouvernement organise la procédure d'évaluation économique à long terme visée par la Directive 2009/72/CE et approuve le plan d'investissements du gestionnaire de réseau de distribution visé à l'article 12 en fonction de sa compatibilité avec les conclusions de cette évaluation notamment en ce qui concerne les délais et les modalités de mise en place éventuelle de systèmes intelligents de mesure [...]».*

Le GRD est chargé aussi des missions de service public relatives à la gestion des installations de l'éclairage public sur les voiries et dans les espaces publics. Cette mission doit être menée avec des objectifs d'amélioration d'efficacité énergétique et de gain de consommation.

- **Responsabilité des gestionnaires de réseaux pour la sécurité d'approvisionnement, la gestion de la congestion et mise en place des services auxiliaires:**

Les problématiques de la sécurité d'approvisionnement, de la gestion des congestions et de la mise en place des services auxiliaires sont aussi traitées par l'ordonnance électricité notamment dans la définition du contenu des règlements techniques des réseaux électriques (distribution et transport régional).

En effet, les règlements techniques doivent définir:

[...]

*« les règles opérationnelles auxquelles les gestionnaires des réseaux sont soumis dans leur gestion technique des flux d'électricité et dans les actions qu'ils doivent entreprendre en vue de remédier aux problèmes de congestion et aux désordres techniques pouvant compromettre la sécurité et la continuité d'approvisionnement » [art.9ter, 4°] ;*

*« la priorité à donner aux raccordements des installations de production d'électricité verte » [art.9ter, 5°] ;*

[...]

*« les services auxiliaires que les gestionnaires des réseaux doivent mettre en place » [art.9ter, 7°];*

[...]

*« les modalités et conditions de mise à disposition d'installations de l'utilisateur au profit des gestionnaires de réseau afin d'assurer la sécurité de leur réseau » [art.9ter, 13°];*

- **Collaboration et échanges d'information entre les gestionnaires de réseaux :**

Pour permettre aux gestionnaires de réseaux électriques de réaliser convenablement leurs tâches respectives, l'ordonnance électricité incite les gestionnaires de réseaux à échanger des informations afin de garantir l'interopérabilité des réseaux interconnectés et un développement coordonné de ces réseaux. Cette obligation est stipulée dans les articles 5, §1, 4° et 7, §1, 4° qui décrivent via une disposition équivalente une des tâches des gestionnaires de réseaux: *« la conduite du réseau et la gestion des flux d'électricité, y compris l'utilisation à cette fin des interconnexions. Cette utilisation se fait en coopération avec le gestionnaire du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de distribution »*. En outre, l'article 5, §2 stipule aussi que : *« Le gestionnaire du réseau de transport régional est tenu de fournir aux gestionnaires des réseaux avec lesquels il est interconnecté les informations nécessaires pour garantir une exploitation sûre et efficace, un développement coordonné et l'interopérabilité des réseaux »*.

Dans ce cadre, un code de collaboration entre le GRTR et le GRD est prévue par l'article 9ter 2° : *« un code de collaboration, qui fixe notamment les modalités de coopération entre gestionnaires de réseaux et qui détermine entre autres l'échange des données de mesure, la préparation des plans d'investissements, l'organisation des procédures d'exploitation aux points d'interconnexions, le mode de facturation des gestionnaires de réseaux conformément aux dispositions fédérales en la matière »*.

Cette obligation d'échanger des informations entre le GRTR et le GRD est étendu aux autres gestionnaires de réseaux avec lesquels leurs réseaux respectifs sont interconnectés comme précisé par l'article 9ter, 12° : *« les informations à fournir par le gestionnaire de réseau aux gestionnaires des autres réseaux électriques avec lesquels ledit réseau est interconnecté, en vue d'assurer une exploitation sûre et efficace, un développement coordonné et l'interopérabilité des réseaux interconnectés »*.

- **Responsabilité et rôle de BRUGEL et de l'IBGE:**

L'ordonnance électricité assigne à BRUGEL un objectif global de contribuer, dans le cadre de ses missions, à promouvoir l'adéquation des réseaux et l'efficacité énergétique et l'intégration aux réseaux

des productions distribuées d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables. En effet l'article 30octies, 3° stipule : « BRUGEL poursuit dans le cadre de ses missions, le cas échéant en étroite concertation avec les autres autorités nationales et régionales concernées, y compris le Conseil de la concurrence et le médiateur fédéral, les objectifs suivants :

[...]

« 3° contribuer à assurer, de la manière la plus avantageuse par rapport au coût, la mise en place de réseaux non discriminatoires qui soient sûrs, fiables, performants et axés sur les clients finals, et promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément aux objectifs généraux de politique énergétique, l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production d'électricité, à grande ou à petite échelle, à partir de sources d'énergie renouvelables et de la production distribuée dans les réseaux [...]».

En outre, dans sa mission de suivi et d'évaluation des plans d'investissements, BRUGEL a la possibilité d'imposer certains investissements alternatifs ou complémentaires en tenant compte des critères environnementaux comme précisé par l'article 12, §3 : « [...] Brugel peut, dans l'intérêt des utilisateurs et en tenant compte des critères environnementaux, donner injonction au gestionnaire du réseau d'étudier certains investissements alternatifs ou complémentaires dans le plan technique et financier [...]».

L'ordonnance électricité confie aussi une mission à l'IBGE relative à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'électricité. Le contenu de cette mission est défini par l'article 24, §2 comme suit : « L'Institut est chargé des obligations de service public relatives à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'électricité par des informations, des démonstrations et la mise à disposition d'équipements, des services et des aides financières au bénéfice de toutes les catégories de clients finals ainsi que des fournisseurs locaux qui couvrent tout ou partie des besoins de leurs clients au moyen d'une installation de production d'électricité sise à l'intérieur de l'aire géographique restreinte et bien délimitée et raccordée en aval du comptage de tête du branchement commun et/ou du réseau privé dans lesquels ils fournissent ».

### **3.4.2. Règlement technique du réseau de transport régional**

Comme stipulé dans l'ordonnance électricité, le règlement technique du réseau de transport régional, apporte de nombreuses dispositions permettant au GRTR de gérer son réseau de manière fiable, sécurisé et efficace, notamment le recours aux contrats d'interruptibilité avec des utilisateurs raccordés au réseau de transport régional. En effet l'article 76 stipule ceci : « Le gestionnaire du réseau de transport régional met en oeuvre les moyens techniques et économiques dont il dispose afin de gérer de manière sûre, fiable et efficace les flux d'électricité sur le réseau de transport régional et de transporter la puissance active à concurrence de la puissance souscrite en chacun des points d'accès »

Pour atteindre cet objectif, le règlement technique du réseau de transport régional mis à la disposition du GRTR les moyens suivants:

« [...] 1. en concertation avec le gestionnaire du réseau de transport, de coordonner l'appel des unités de production conformément à l'article 78;

2. de prévoir l'interruption du prélèvement ou d'interrompre le prélèvement d'un utilisateur du réseau de transport régional selon les dispositions contractuelles convenues entre le gestionnaire du réseau de transport régional et l'utilisateur du réseau de transport régional ou le responsable d'équilibre désigné par celui-ci;

3. d'invoquer une situation d'urgence conformément aux articles 17 et suivants.

§ 2. Les modalités de l'interruption du prélèvement visée au § 1er sont convenues contractuellement entre le gestionnaire du réseau de transport régional et l'utilisateur du réseau de transport régional ou

*le responsable d'équilibre. Dans ce dernier cas, le responsable d'équilibre fournit au gestionnaire du réseau de transport régional la preuve qu'il peut mobiliser l'interruption de puissance au point d'accès en question » [art. 89].*

Le GRTR, doit en outre veiller à maintenir le droit de priorité aux productions d'électricité à partir d'installations de cogénération de qualité ou d'installations qui utilisent des sources d'énergie renouvelable [art. 3, § 2].

Par ailleurs, le règlement technique du réseau de transport régional aborde aussi des aspects opérationnels, notamment concernant les utilisateurs du réseau de transport régional et les responsables d'équilibre, permettant au GRTR de gérer de manière sûre, fiable et efficace les flux d'électricité sur son réseau.

En effet, il est stipulé que les interventions des utilisateurs qui risquent d'impacter la sécurité du réseau doivent être autorisées par le GRTR selon les conditions citées par l'article 77 § 1er : « Une intervention ou manoeuvre d'un utilisateur du réseau de transport régional qui altère la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau de transport régional est subordonnée à l'accord préalable du gestionnaire du réseau de transport régional; le cas échéant, le refus motivé du gestionnaire du réseau de transport régional est notifié à l'utilisateur du réseau de transport régional. L'utilisateur du réseau est tenu en outre de ne pas prélever ou injecter plus que la puissance de raccordement spécifiée dans le contrat de raccordement [art.77, §2].

Les responsables d'équilibres sont tenu de leur côté d'informer notamment le GRTR des valeurs de consigne de production et les informations susceptibles d'influencer les procédures de coordination de l'appel des unités de production. En effet, l'article 78 stipule ceci : « § 1er. Le responsable d'équilibre pour un point d'injection transmet au producteur les valeurs de consigne de production et en informe simultanément le gestionnaire du réseau de transport régional et le gestionnaire du réseau de transport.

*§ 2. Le responsable d'équilibre communique sans délai au gestionnaire du réseau de transport régional et au gestionnaire du réseau de transport les informations susceptibles d'influencer les procédures de coordination de l'appel des unités de production ».*

Par ailleurs, conformément à l'ordonnance électricité le GRD et les gestionnaires des réseaux auxquels son réseau est interconnecté se prêtent mutuellement la collaboration nécessaire lors de l'exécution des tâches auxquelles les parties sont tenues légalement ou contractuellement » [art.123].

Dans cette optique, le GRD négocie de bonne foi, respectivement avec chacun des gestionnaires des réseaux auxquels son réseau est interconnecté, une convention visant :

*1° à assurer de manière efficace l'interconnexion des réseaux;*

*2° à assurer la collecte et la transmission des données relatives à la gestion d'un réseau et nécessaires au gestionnaire d'un autre réseau, en vue d'assurer le bon fonctionnement du marché [art.124].*

Cette convention traite de tous les aspects qui peuvent avoir directement ou indirectement des conséquences pour les gestionnaires des réseaux concernés, et en particulier [art.125]:

*1° les droits, obligations et responsabilités respectifs et les procédures relatives aux aspects de l'exploitation et d'entretien qui peuvent avoir une influence directe ou indirecte sur la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité des réseaux, des raccordements ou des installations des utilisateurs des réseaux concernés;*

*2° les services auxiliaires qu'ils se fournissent respectivement;*

*3° l'équilibre entre la demande et l'offre d'électricité dans la zone de réglage belge;*

*4° la gestion technique des flux d'électricité sur leurs réseaux respectifs;*

[...]

### **3.4.3. Règlement technique du réseau de distribution**

Conformément à l'ordonnance électricité, le règlement technique du réseau de distribution bruxellois, définit les modalités de gestion des situations d'urgence qui peuvent impacter la sécurité d'approvisionnement, des congestions et de la mise en place des services auxiliaires.

En effet, l'article 167, autorise le GRD à établir des contrats interruptibles pour gérer les problèmes de congestion sur son réseau: « *Pour éviter à son propre réseau des problèmes de congestion interne, le gestionnaire du réseau de distribution peut établir des contrats de charges interruptibles en pointes ou hors pointes. Il tiendra compte des problèmes de congestion constatés lors de l'établissement du prochain plan d'investissements* ».

En outre, l'article 166 stipule qu'en cas de situation d'urgence, le GRD procède ainsi:

« *§ 1. En cas de situation d'urgence affectant l'ensemble du réseau, le gestionnaire du réseau de distribution exécute les instructions du gestionnaire du réseau de transport/de transport régional, y compris, le cas échéant, la mise en oeuvre du plan de délestage.*

*§ 2. En cas de situation d'urgence affectant son propre réseau, le gestionnaire du réseau de distribution prend toutes les mesures nécessaires, en ce compris des délestages, pour :*

*1° limiter la propagation de l'incident si la source de celui-ci est située au sein de son réseau ;*

*2° remettre en service le plus rapidement possible les lignes affectées ».*

Par ailleurs, les services auxiliaires fournis par le GRD pour prêter assistance au GRTR doivent correspondre aux prescriptions reprises dans le règlement technique du réseau de transport comme stipulé par l'article 165 « *§ 1er. Les services auxiliaires fournis par le gestionnaire du réseau de distribution au gestionnaire du réseau de transport ou de transport régional répondent aux prescriptions reprises à ce sujet dans le règlement technique de transport.*

*§ 2. Le gestionnaire du réseau de distribution prête assistance au gestionnaire du réseau de transport pour le contrôle de la disponibilité et la fourniture des services auxiliaires visés au §1er.*

## **3.5. Flandre**

### **3.5.1. Base décrétable**

Il n'existe pas de mention explicite de gestion de la demande dans le Décret Énergie, mais d'autre part, rien n'empêche non plus d'introduire des mesures afin de gérer la demande. L'art. 4.1.6. définit les tâches du gestionnaire de réseau de manière non exhaustive :

« *La gestion d'un réseau de distribution et du réseau de transport local d'électricité comprend, notamment, les tâches suivantes :*

*1° la gestion et l'entretien et le développement selon des conditions économiques d'un réseau sûr, fiable et efficace, tenant compte de l'environnement et de l'efficacité énergétique du réseau, et, dans ce cadre, veiller à fournir les services de support nécessaires ;... »*

À ce propos, l'Art. 4.2.1. stipule :

« ..

§ 2. Les règlements techniques, mentionnés au § 1, comprennent, pour la gestion, l'accès et le raccordement au réseau en tout cas :

1° les règles techniques et opérationnelles qui sont liées aux tâches qui font partie de la gestion du réseau, mentionnées dans l'article 4.1.6 ;.. »

Via le TRDE/TRPV, il est donc possible d'introduire des règles pour la gestion de la demande.

Dans un souci d'exhaustivité, mentionnons que l'Art.7.5.1. propose une base pour définir les obligations en matière de consommation rationnelle de l'énergie:

« Après avis de la VREG, le gouvernement flamand peut imposer aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseau des obligations de service public portant sur des programmes visant à favoriser la consommation rationnelle de l'énergie et les sources d'énergie renouvelables, des normes minimales en matière de consommation rationnelle de l'énergie auprès de leurs acheteurs et... »

### **3.5.2. Arrêtés d'exécution**

Il n'existe pas de mention explicite de gestion de la demande dans l'arrêté Énergie, mais pas d'empêchement non plus.

Le Chapitre IV du titre VI décrit les dispositions d'exécution en matière d'obligations de service public pour les fournisseurs, gestionnaires du réseau de distribution et le gestionnaire du réseau de transport local d'électricité, afin de stimuler la consommation rationnelle de l'énergie (et l'utilisation de sources d'énergie renouvelables).

### **3.5.3. Règlement technique en matière de distribution d'électricité (TRDE)/réseau de transport local (TRPV)**

L'art.IV.4.1.3 du TRDE<sup>2</sup> détermine les droits d'accès :

« §1. L'utilisateur du réseau de distribution d'électricité qui est raccordé au réseau de distribution d'électricité a accès au réseau de distribution d'électricité à raison de la puissance souscrite au point d'accès. Le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité déploie ses meilleurs efforts pour fournir cet accès.

§2. Si la puissance souscrite n'a pas été définie préalablement, le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité déploie ses meilleurs efforts pour fournir un accès à raison de la puissance de raccordement. »

L'art. IV.5.3.1 du TRDE (art. IV.4.8.1. du TRPV) définit les **principes de la gestion de la congestion**. Des utilisateurs du réseau avec des unités de production mais également des acheteurs peuvent y participer, dans la mesure où ils sont raccordés à la **haute tension**. Ces dispositions peuvent éventuellement être étendues à d'**autres services de support**, p. ex. dans le cadre du maintien de l'équilibre du réseau. En tout cas, mieux vaut prévoir une base décrétole pour la rémunération d'un tel service.

« §1. Le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité prend les mesures nécessaires pour gérer de manière efficace les flux d'électricité sur le réseau de distribution d'électricité. En cas de congestion, il donne en priorité accès aux installations qui produisent de l'électricité sur la base de sources d'énergie renouvelables.

<sup>2</sup> Le TRPV a un article analogue (numéro identique), dont le §1 est formulé légèrement différemment.



§2. Lors de la préparation de l'exploitation, les mesures mentionnées au **Error! Reference source not found.**, permettent notamment :

- de coordonner le règlement des unités de production en concertation avec et via le gestionnaire du réseau de transmission ;
- **de prévoir l'interruption ou la limitation du prélèvement par un utilisateur du réseau de distribution d'électricité s'il participe à la gestion de la congestion ;**
- d'invoquer une situation d'urgence conformément au Chapitre I.5.

§3. Lors de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité par le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, les mesures mentionnées au **Error! Reference source not found.**, permettent notamment :

- de coordonner le règlement des unités de production en concertation avec et via le gestionnaire du réseau de transmission ;
- **si nécessaire, d'interrompre ou de limiter le prélèvement d'un utilisateur du réseau de distribution d'électricité s'il participe à la gestion de la congestion ;**
- d'invoquer une situation d'urgence conformément au Chapitre I.5.

L'art.IV.5.3.2 (art. IV.4.8.2. du TRPV) reprend la base du **contrat** à conclure :

« §1. Les modalités relatives à l'interruption ou la limitation du prélèvement respectivement du règlement des unités de production, mentionnées à l'article IV.5.3.1 sont **convenues contractuellement** entre le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité et l'utilisateur du réseau de distribution d'électricité, le détenteur d'accès ou le responsable de l'équilibre.

§2. Lorsque les modalités ont été fixées avec le détenteur d'accès ou le responsable de l'équilibre, celui-ci fournit la preuve au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité qu'il peut mobiliser l'interruption ou limitation de puissance sur le point d'injection ou de prélèvement. Le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité évalue la validité de cette mobilisation sur une base transparente et non discriminatoire. »

Enfin, l'Art. IV.6.2.5. (art. IV.4.10.5. du TRPV) reprend la base relative aux **services qui sont fournis au gestionnaire du réseau de transmission**. Cet article ne s'applique qu'aux réseaux  $\geq 30$  kV ; il faut dès lors envisager d'élargir le périmètre.

« §1. Les services de support que fournit un utilisateur du réseau de distribution d'électricité au gestionnaire du réseau de transmission répondent aux dispositions en la matière du Règlement technique de transmission.

§2. Le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité fournit au gestionnaire du réseau de transmission l'assistance nécessaire lors du contrôle de la disponibilité et de la livraison des services de support, mentionnés au **Error! Reference source not found.**. »

## 4. Initiatives en cours aux niveaux fédéral et régional

### 4.1. National

#### Atrias – Projet flexibilité :

Atrias est la plateforme regroupant les gestionnaires de réseau de distribution belges. Elle remplit un double rôle de mise en œuvre des mécanismes d'échanges d'information entre acteurs de marché et

d'organisation de concertations sectorielles réunissant fournisseurs, gestionnaires de réseau et régulateurs régionaux.

L'objectif du projet est de permettre au secteur de parvenir à une vision partagée étendue d'un modèle de marché intégrant plus de flexibilité. Ce modèle de marché se composera des éléments suivants :

- Accord commun sur les 'rôles du marché' pour la flexibilité ;
- Vision commune des rôles du marché pertinents pour la flexibilité ;
- Harmonie concernant les relations business entre ces rôles du marché ;
- Vision commune des activités nécessaires pour lancer, exécuter et finaliser des transactions de flexibilité ;
- Accords sur le contenu des informations et sur la date à laquelle ces informations sont nécessaires pour lancer, exécuter et compléter des transactions de flexibilité.

## **4.2. Fédéral**

Quelques modalités de participation de la demande sont actuellement en exploitation ou en projet au niveau fédéral. Elles tendent toutes à mettre la flexibilité existante à disposition du système, que ce soit via des intermédiaires ou directement via des produits du GRT.

- Produit « R1 load »<sup>3</sup> d'Elia : depuis 2013, Elia dispose de ressources de réserve primaire contractées auprès des grands clients industriels raccordés à son réseau et dont le processus permet de participer à la réserve primaire. Cette participation est automatique et asymétrique, dans le sens d'une diminution du prélèvement du consommateur si la diminution de la fréquence par rapport à la fréquence de consigne excède une valeur déterminée (bande morte). Afin d'obtenir une réserve primaire symétrique et avec une bande morte très faible, Elia complète cette participation asymétrique par des contrats de réserve primaire de caractéristiques complémentaires sur les unités de production. Typiquement, Elia peut contracter un volume de ce produit pouvant s'élever jusqu'à 50% du volume total de R1. Pour 2014 où l'estimation de volume total nécessaire est d'environ 81 MW, Elia peut donc contracter jusqu'à environ 40 MW de R1 load.
- Produit « R3 ICH »<sup>4</sup> d'Elia : depuis de nombreuses années, Elia dispose de ressources de réserve tertiaire contractées auprès des grands clients industriels raccordés à son réseau et dont certains processus sont interruptibles et permettent ainsi de participer à la réserve tertiaire. Cette participation est asymétrique, dans le sens d'une diminution du prélèvement du consommateur. Elle est activée manuellement à la demande d'Elia. Le nombre d'activations par an est limité, ainsi que la durée de chaque activation. Depuis plusieurs années, Elia contracte chaque année environ 260 MW de produits ICH. En 2013, un des contrats ICH a été signé avec un agrégateur.
- Produit « R3 DP »<sup>5</sup> d'Elia : afin de permettre au maximum de flexibilité présente dans le système de participer à l'équilibre de la zone de réglage, Elia a mis au point pour 2014 ce nouveau produit ouvert aussi bien aux injections qu'aux prélèvements, et aux ressources raccordées au réseau d'Elia qu'à celui des gestionnaires des réseaux de distribution. Pour 2014, Elia pourra contracter jusqu'à 50 MW de R3 DP. Dans le processus d'adjudication, la R3 DP est en concurrence avec la R3 production pour ce qui est du prix de réservation, et le volume de R3 DP contracté par Elia vient en déduction des 400 MW de R3 production qu'Elia contractera.

<sup>3</sup> Réserve primaire sur la demande.

<sup>4</sup> Réserve tertiaire sur la demande interruptible.

<sup>5</sup> « R3 Dynamic Profile », réserve tertiaire sur les services d'ajustement de profil.

- Projet pilote d'Elia avec l'agrégateur Restore : ce projet pilote de participation de la demande au balancing court sur l'année 2013. Il s'agit d'un contrat proche des contrats ICH, mais avec quelques caractéristiques différentes, notamment un nombre maximum d'activations par an plus élevé (25). Ce projet d'agrégation de charges connectées aux réseaux de distribution des GRD porte sur 10 MW et concerne 15 sites de consommation.
- Balancing réactif : depuis plusieurs années, Elia prône un type de balancing appelé « balancing réactif » ; il s'agit d'inciter les responsables d'équilibre/d'accès à modifier leur injection et/ou leur prélèvement pour aider la zone de réglage belge à atteindre l'équilibre, en réponse à un signal de prix donné par le tarif de déséquilibre et à la valeur du déséquilibre de la zone de réglage restant à résorber ; jusqu'à présent, ce mécanisme a eu peu de succès auprès des ARP car ceux-ci estimaient que plusieurs articles des contrats d'accès et de responsable d'accès incluent des clauses rendant dangereuse la pratique du balancing réactif ; Elia a entamé une procédure d'adaptation de ces contrats en vue de corriger ces barrières à la pratique du balancing réactif ; la procédure d'adaptation est en cours et il est prévu que les nouvelles clauses qui en résultent soient mises en œuvre au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2014.
- Lors de sa séance du 5 juillet 2013, le Conseil des Ministres a adopté un plan en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la Belgique en électricité (« Plan Wathélet »). Ce plan stipule notamment que :

*« En matière de gestion de la demande, l'objectif ambitieux est de permettre le développement de 400 MW supplémentaires (au-delà des 331 MW disponibles l'hiver dernier) à l'horizon 2015 grâce à l'amélioration du cadre réglementaire et à la prise en compte de la gestion de la demande dans le futur mécanisme de réserve stratégique. Cet objectif va au-delà du doublement de la capacité actuelle des contrats interruptibles conclus par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité avec les grands consommateurs industriels belges ».*

S'il fixe l'objectif, le plan ne donne d'indication ni sur les types de produits visés, ni sur les types de ressources susceptibles de fournir ces 400 MW supplémentaires, si ce n'est au niveau de la réserve stratégique (« ... Pourront participer à cette réserve : les offres de gestion de la demande par des grands industriels ou des 'agrégateurs' ;... »). Ce point sera abordé plus loin dans ce rapport, dans la section sur l'analyse du potentiel.

- Plateforme « *Bid ladder* » d'Elia : Elia a lancé la phase de design de sa future plateforme de balancing, appelée *bid ladder*. Par rapport au système actuel, cette nouvelle plateforme tendra notamment à harmoniser le traitement des offres provenant de la production et de celles provenant de la demande en ouvrant la porte à la participation de la demande via l'équivalent pour la demande des offres libres de type « contrat CIPU » pour la production. Cette participation de la demande inclura la participation des nouveaux acteurs comme les agrégateurs et permettra aux ressources connectées aux réseaux de distribution, dont la demande, de participer au balancing. Les produits prévus incluent des produits standards et non-standards (y compris des produits plus lents pour les ressources qui ne sont pas techniquement capables de varier plus rapidement).
- Dans un futur proche, Belpex va introduire des « offres intelligentes » sur le marché Day Ahead. Un type d'offres particulier (*exclusive bids and linked bids*) permettra l'optimisation d'une combinaison d'offres définies comme étant soit mutuellement exclusives, soit liées. Ainsi, un acteur de marché pourra vendre de l'énergie pendant les heures avec les prix les plus élevés sans avoir dû faire une prévision de prix. De cette manière, les pics de prix, indiquant une situation tendue, pourront être lissés. Dans une étape ultérieure, il est possible que de nouveaux types d'offres actuellement en phase de R&D – comme celui simulant du

stockage ou du déplacement de consommation avec une partie vente d'énergie et une partie achat d'énergie – soient introduits afin de permettre d'aller plus loin dans l'optimisation des portefeuilles en *Day Ahead*.

### 4.3. Wallonie

- Evaluation du potentiel de déplacement de charge

Dans le cadre de REDI, la CWaPE a fait réaliser une étude portant sur l'estimation du potentiel de déplacement des consommations électriques des secteurs résidentiel et tertiaire wallons en 2010 et 2020. Cet exercice porte sur les secteurs résidentiels et professionnels raccordés en distribution, tant en haute qu'en basse tension.

- Répartition du potentiel de déplacement de charge

En parallèle à l'étude de potentiel, les participants du groupe de travail "Consommateurs finals" de REDI ont également abordé les moyens de réaliser concrètement le déplacement de charge, en distinguant, sur base de critères techniques, les acteurs les plus à même de "piloter" la charge des consommateurs.

- INDUSTRIE (> 100 KVA)

Les clients disposant actuellement de compteurs télérelevés ont des profils de charge très spécifiques, raison pour laquelle les fournisseurs constituent déjà des partenaires privilégiés. Le gestionnaire de réseau pourrait toutefois requérir de ces clients des services de flexibilité, par l'intermédiaire du fournisseur, comme c'est déjà le cas au niveau du réseau de transport.

- BT (> 56 KVA)

Ces clients seront certainement, à moyen terme, équipés de compteurs télérelevés. Ils seraient donc assimilables à la catégorie supérieure, à la nuance près qu'ils sont raccordés au niveau BT du réseau de distribution. Cela implique que le GRD puisse requérir de ces clients des services de flexibilité, également par l'intermédiaire du fournisseur.

- BT (< 56 KVA)

Pour les clients ayant des applications importantes déplaçables (voiture électrique, chauffage à accumulation, pompe à chaleur, conditionnement d'air, eau chaude sanitaire...) **et** désirant se doter d'une domotique sophistiquée, le fournisseur serait l'interlocuteur privilégié si ces clients acceptent l'installation d'un compteur intelligent permettant d'obtenir, par une gestion de la charge intense, des tarifs particulièrement attractifs. Le GRD pourrait également, contre compensation, requérir de la flexibilité issue de ces clients, par l'intermédiaire du fournisseur.

Tous les autres clients (clients *SLP*, c'est-à-dire ceux sans compteur intelligent) munis de compteurs à registres multiples (bihoraire, interruptible) pourraient être sollicités par le gestionnaire de réseau de distribution. Il convient toutefois

d'atténuer l'impact de ces déplacements de charge auprès des fournisseurs au moyen d'une information adéquate.

Le potentiel de déplaçabilité des charges mérite d'être exploité rapidement car les outils existent déjà, sans perturber le modèle de marché. L'application de ce potentiel aux études de cas a toutefois montré qu'il ne sera pas toujours suffisant même s'il permettra de résoudre, dans un premier temps, la majorité des problèmes rencontrés. Outre son potentiel important, le faible coût de mise en œuvre plaide également en faveur de la gestion active de la demande. Le principal inconvénient de cette mesure est qu'elle n'est pas garantie endéans un délai compatible avec les contraintes évoquées précédemment. D'autres solutions devront donc être mises en œuvre qui permettent de garantir la sécurité du réseau en cas de congestions locales. Le raccordement avec accès flexible des unités de production décentralisées pourrait offrir une solution complémentaire à la gestion active de la demande. La fiabilité de cette mesure devra toutefois être appréciée en fonction de son coût, lié à la perte de production associée.

En 2012, des estimations chiffrées ont été réalisées sur base de ces dispositions, dans le cadre de l'étude « Coût-bénéfice » relative aux compteurs intelligents remise aux autorités européennes en septembre 2012.

Depuis juin 2013, ORES, principal GRD de Wallonie, a entrepris une campagne de mesure et de sensibilisation à la gestion active de la demande. Les périodes tarifaires ont été adaptées pour un échantillon représentatif de clients résidentiels, en introduisant une période d'heures creuses en début d'après-midi. Les résultats de cette campagne de mesure serviront dans un premier temps à affiner l'évaluation de potentiel. A terme, l'intérêt du déplacement de charge sera évalué dans l'optique de la prévention des surtensions locales dues à la présence de productions décentralisées photovoltaïques.

Enfin, dans le cadre d'une mission régionale, le projet InfoInd réalisé par l'ICEDD vise à évaluer le potentiel de déplacement de charge pour l'industrie wallonne et présentera ses premiers résultats en 2014.

#### **4.4. Bruxelles**

A notre connaissance, il n'existe pas encore d'initiatives, industrielles ou académiques, relatives aux projets de développement de la gestion de la demande concernant les clients raccordés sur le réseau électrique bruxellois (distribution et transport régional). Des contacts ont été entrepris avec les acteurs du marché et des universités pour recenser ce type d'initiative.

Toutefois, dans le cadre de ses plans d'investissements, le GRD Bruxellois a déjà prévue un ensemble d'actions qui devront permettre, lorsque elles se concrétiseront, en termes de projets d'investissements, l'exploitation de ce potentiel de gestion de la demande.

Ci-après les principaux points d'attention relatifs au réseau de distribution bruxellois.

- **Identification des besoins en capacité du réseau de distribution bruxellois**

Globalement, l'estimation des besoins en capacité du réseau de distribution bruxellois dépend davantage des évolutions futures de la consommation de la Région de Bruxelles-Capitale, notamment le développement des véhicules électriques et la croissance de la population en particulier dans certaines communes bruxelloises. Ces besoins sont évalués après analyse par le GRD de l'évolution de la consommation sur les différents postes d'interconnexion avec le réseau de transport régional. Il ressort des résultats obtenus que le réseau de distribution est suffisamment dimensionné pour satisfaire la demande, au moins, à moyen terme. En outre, le parc de la production distribuée bruxellois, même si il continue à progresser de manière satisfaisante, reste limité en terme de puissance totale installée (actuellement évalué à 58 MW). Ceci représente à peine 6,2% de la puissance synchrone du réseau de distribution.

- **Développement des véhicules électriques**

Dans le cadre de ses plans d'investissements, le GRD aborde aussi les perspectives de développement à court et moyen terme des véhicules électriques dans la Région de Bruxelles-Capitale. Les études réalisées incitent le GRD à réfléchir aux moyens d'assurer l'alimentation de ces véhicules via notamment des adaptations de ses réseaux HT et BT. Il s'agit d'identifier les éventuels problèmes de congestion du réseau en fonction du mode d'alimentation de ces véhicules qui se développera pour répondre aux besoins des utilisateurs. Actuellement, aucun modèle de marché n'est encore défini pour ces véhicules qui permettraient d'envisager les moyens de les intégrer au réseau de distribution. En fonction de l'évolution de ce modèle, le GRD déterminera la stratégie appropriée et identifiera les investissements nécessaires.

- **Développement des systèmes intelligents de mesure et de gestion de réseau**

Conformément à l'article 7 de l'ordonnance électricité qui prévoit l'obligation de promouvoir l'efficacité énergétique lors du développement du réseau de distribution, le GRD a étudié les technologies nécessaires à la transformation des réseaux en réseaux intelligents ainsi que les fonctionnalités nécessaires à l'introduction des systèmes intelligents de mesure.

Au niveau expérimental, le GRD continue à analyser les données obtenues de son projet expérimental des systèmes intelligents de mesure. Pour rappel, ce projet pilote de test grandeur nature a été lancé par le GRD en 2007 pour se donner à terme les éléments de réponse relatifs à la stratégie de développement optimal en matière de compteurs intelligents pour la Région bruxelloise.

Ce projet devrait permettre aussi au GRD de disposer d'une maîtrise suffisante de la technologie de compteurs intelligents par l'installation de 450 compteurs d'énergie électrique dans trois sites différents (logements uni-ou Multi-familiaux) alimentés par un réseau de 400V. La technologie de communication utilisée s'appuie sur les technologies GPRS et PLC. Les résultats de ce projet montrent, entre autres, que les outils de gestion du système IT ou de communication sont encore immatures et doivent donc être analysés davantage en tenant compte non seulement des aspects techniques (test sur réseau 230 V et sur boucles plus chargées) mais aussi logistiques qui dépassent le cadre du compteur (interactions clients, monitoring des transmissions,.. etc.). Un benchmark avec d'autres expériences internationales devrait être réalisé lors de cette deuxième phase, notamment avec le projet "Linky" d'ERDF.

En outre, le GRD continue d'analyser son réseau pour réaliser les adaptations techniques nécessaires à l'accueil des compteurs intelligents. Il s'agit essentiellement des modifications à apporter aux installations de comptage et l'harmonisation des niveaux de tension du réseau. Sur la base de cette analyse, le GRD a programmé l'assainissement de 80.000 coffrets de comptages au rythme de 18.000 installations par an à partir de 2013.

En parallèle à ces actions, le GRD a déjà lancé des actions ponctuelles visant à réaliser une veille technologique et stratégique pour bien cerner les différents enjeux du réseau intelligent particulièrement dans le contexte bruxellois. Ceci devrait lui permettre d'identifier les must-do, notamment en termes d'études technico-économiques, de la R&D et de projets pilotes.

À moyen et long terme, le GRD concentre ces orientations dans une évolution progressive du réseau de distribution bruxellois vers le réseau intelligent par le biais d'études ciblées notamment dans les domaines suivants :

- ***Télécom :***

Il s'agit d'analyser les transmissions dites « smart » et à haut débit au travers des réseaux de distribution. Des projets pilotes sont à envisager afin d'évaluer les performances et les coûts d'implémentation de ces solutions.

- ***Technologie :***

La réalisation des études technico-économiques sur l'introduction des technologies permettant l'amélioration de la qualité de l'observation du réseau de distribution, notamment, les tableaux BT dits « intelligents » capables de réaliser un relevé des variables mesurables dans les cabines réseaux.

- ***Systèmes IT :***

Il s'agit des outils de conduite du réseau BT notamment via un système de DMS (Distribution Management System) afin d'améliorer la qualité de l'observation des flux de puissance et l'exploitation optimale des smart meters.

- ***Planification des réseaux:***

Le traitement des zones de congestion locales, dues au développement des voitures électriques, lors de la planification du réseau.

## **4.5. Flandre**

La VREG préside la **Beleidsplatform Slimme netten** (Plateforme de gestion des réseaux intelligents). Cette plateforme de gestion regroupe les parties intéressées par des réseaux intelligents et des compteurs intelligents au sein des pouvoirs publics flamands et en dehors de ceux-ci. La plateforme de gestion a pour but d'obtenir et de garder un aperçu global des actions qui entrent dans le cadre de la transition vers un réseau intelligent ou « smart grid ». Cela comprend également l'établissement d'un avis pour le ministre flamand compétent pour la politique de l'énergie, concernant le cadre légal nécessaire pour cette transition.

**Linear**<sup>6</sup> est un projet à grande échelle qui concerne les réseaux d'électricité intelligents en Flandre. Linear est l'abréviation de Local Intelligent Networks and Energy Active Regions. Le projet étudie comment nous pouvons recourir à et utiliser de manière optimale des sources d'énergie

---

<sup>6</sup> Information issue du site web de Linear : [www.linear-smartgrid.be](http://www.linear-smartgrid.be)

renouvelables, telles que l'énergie éolienne et solaire, dans le réseau de distribution. Cela se fait en adaptant la consommation d'énergie à la quantité d'énergie produite disponible à ce moment-là.

Le projet est réalisé par un consortium d'une vingtaine de partenaires. Le projet a démarré le 1er mai 2009 et durera cinq ans (2009-2014). Il est issu d'un accord de collaboration entre des instituts de recherche, dont la K.U.Leuven et VITO, l'industrie, et les pouvoirs publics flamands. Le budget total est de 40 millions d'euros, dont les autorités flamandes financent 10 millions.

Le projet Linear porte sur l'étude de concepts tels que le **Time of Use (ToU)** (glissement de la consommation d'énergie vers des périodes où des tarifs meilleur marché sont d'application) et la **Gestion automatique active de la demande** (gestion contrôlée des « appareils intelligents » tels que boilers, machines à lessiver, lave-vaisselle et pompes à chaleur sans perte de confort).

Au sein de ce projet, une analyse du potentiel sera réalisée sur la base d'un test de terrain qui est en cours actuellement à Leest, Hombeek et Genk.

En outre, il y a beaucoup d'autres projets de recherche concernant cette thématique qui ne sont toutefois pas suivis par la VREG.

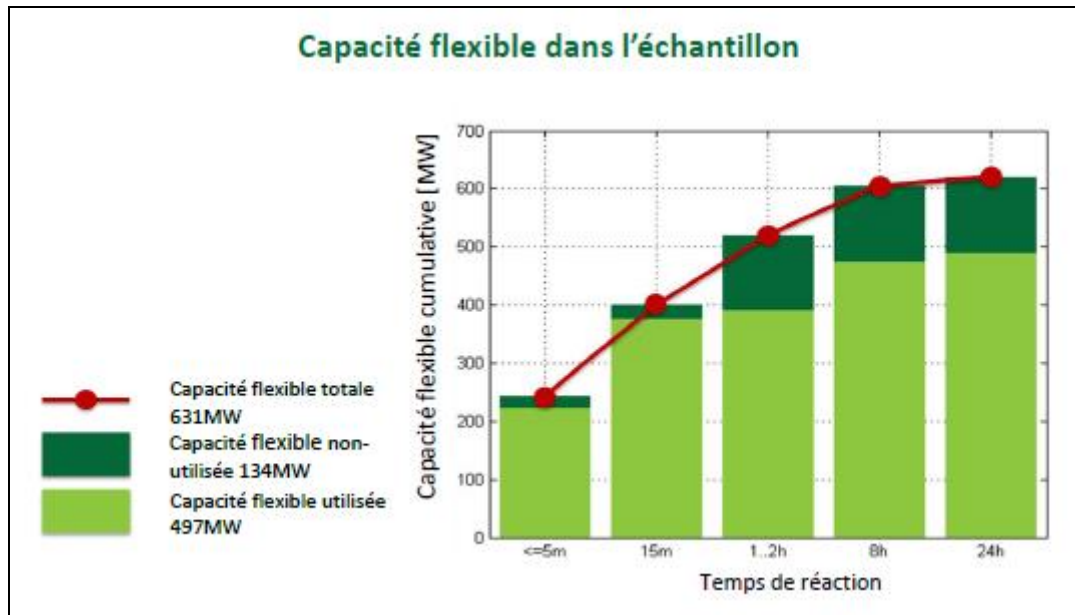
## 5. Analyse du potentiel

### 5.1. Réseaux de transport et de transport local et régional

Afin de mesurer le potentiel de la gestion de la demande de l'industrie belge, Elia, Febeliec et EnergyVille ont lancé durant l'été 2013 une enquête auprès des consommateurs industriels raccordés au réseau d'Elia. Parmi plus de 100 entreprises interrogées, 29 (avec 38 points de raccordement) ont envoyé un formulaire dûment rempli. Ensemble, elles représentent une consommation de 11,1 TWh, ou 13,6% de la consommation d'électricité belge en 2012. Cela correspond à environ 40% de la consommation des clients belges du segment industriel.

Les entreprises ayant répondu à l'enquête semblent disposer d'une capacité flexible de 631 MW, dont 134 MW ne sont pas encore utilisés de manière "intelligente" pour diminuer les coûts énergétiques (voir graphique). Environ deux tiers de cette capacité flexible peuvent être appelés très vite (endéans le quart d'heure) par le gestionnaire de réseau en cas de pénurie imminente, et cette capacité participe en général déjà au marché. Le tiers restant ne peut être activé qu'après un temps de réaction "plus long" (quelques heures), et surtout qu'une part considérable de celui-ci n'est actuellement pas encore utilisée.





**Figure 1: Capacité flexible des entreprises**  
 (Source : communiqué de presse de Febeliec, Elia et EnergyVille, 22/11/2013)

Les résultats démontrent que les grands consommateurs industriels en Belgique disposent bel et bien d'un potentiel considérable de capacité pouvant participer dans la gestion de la demande, un potentiel qui n'est pas inconsistant avec les estimations pour d'autres pays ou avec des données de pays ayant plus d'expérience avec la gestion de la demande dans un environnement de marché. Bon nombre d'entreprises se sont d'ailleurs clairement montrées intéressées par cette problématique au travers du questionnaire et sont demanderesse d'être impliquées dans d'autres initiatives allant dans ce sens.

Il est difficile d'extrapoler sur base de ces résultats pour estimer le potentiel total de l'industrie belge en matière de gestion de la demande, dans la mesure où il n'y a aucune garantie d'homogénéité entre le potentiel des industriels ayant répondu à l'enquête et celui de ceux n'ayant pas répondu. De même, il apparaît que dans ceux qui ont répondu, certains se sont limités à estimer le potentiel déjà exploité.

Il se pourrait qu'Elia, Febeliec et EnergyVille envisagent d'autres analyses dans un avenir proche, entre autres concernant les conditions à remplir pour intégrer plus explicitement la gestion de la demande dans le marché et pour mieux dresser l'inventaire du potentiel des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution.

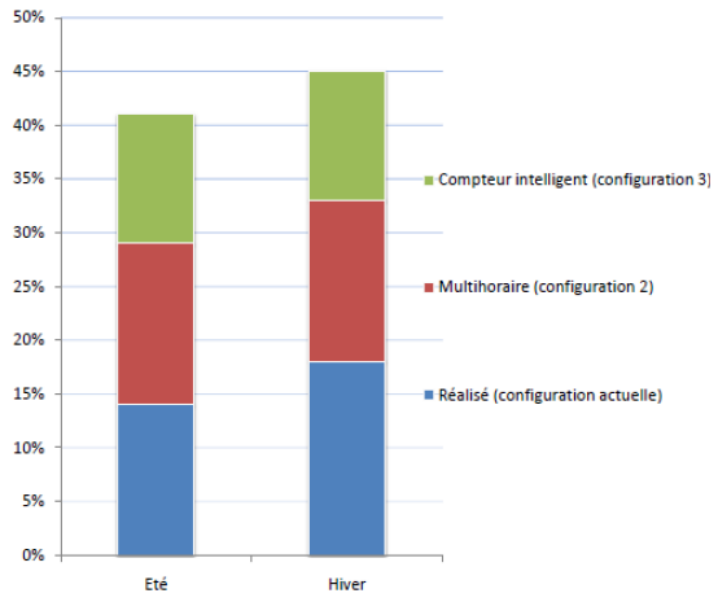
## **5.2. Réseaux de distribution en Wallonie**

Les principaux enseignements de l'étude réalisée dans le cadre de REDI, portent sur le potentiel de déplacement de charge en basse tension.

Le potentiel existe en basse tension et est déjà en bonne partie exploité. Comme illustré sur la figure ci-après, en été, 14% de l'électricité résidentielle est actuellement déplacée. Ceci a été vérifié sur base des données de consommation quart-horaires fournies par les GRD.

La figure suivante montre également que près de 30% de l'électricité consommée en été par le secteur résidentiel pourrait être déplacée en étendant les compteurs bihoraires et interruptibles aux clients Db et Dc, avec des tarifications différenciées, conformément aux hypothèses prises pour la définition de la configuration 2 (33% en hiver). Le déploiement complet des compteurs intelligents

permettrait quant à lui d'atteindre près de 41% de charge déplaçable en été et 45% en hiver (configuration 3).



**Figure 2- Potentiel de déplacement de charge en pourcentage de la consommation résidentielle**

Une pénétration supplémentaire de préparation d'eau chaude sanitaire à partir de pompes à chaleur ou de boiler biénergie permettrait par ailleurs d'augmenter le volume annuel déplaçable de 300 GWh, soit un déplacement supplémentaire de 3,5% de la consommation totale.

En ce qui concerne la haute tension, l'interruptibilité est presque inexistante auprès des entreprises raccordées sur le GRD depuis que ce dernier n'est plus fournisseur. Les potentiels sont toujours présents mais les signaux tarifaires font défaut.

### **5.3. Réseau de distribution bruxellois**

A notre connaissance, aucune étude permettant d'identifier le potentiel de la gestion de la demande sur le réseau de distribution de la Région de Bruxelles-Capitale n'est disponible actuellement. Des contacts ont été entrepris avec les acteurs du marché et des universités pour recenser ce type d'étude..

### **5.4. Réseau de distribution flamand**

Pour la Flandre aussi, aucune étude n'est actuellement disponible à notre connaissance. Nous nous référons au point 4.5 pour ce qui concerne la discussion du projet Linear, où l'évaluation du potentiel sera faite sur la base d'un test de terrain.

## 6. Mise en oeuvre de la gestion de la demande pour les services commerciaux et réseaux

### 6.1. Introduction

La demande des quatre Ministres de l'énergie aux quatre régulateurs porte sur les initiatives qui pourraient être prises pour adapter le cadre réglementaire afin de **développer** de façon optimale le **potentiel** de gestion de la demande (ci-après : DR) et lui permettre de **participer** activement **au marché** de l'électricité **et à son équilibre**.

Après analyse, il apparaît que :

- le cadre réglementaire, dans sa formulation actuelle, ne contient pas d'obstacle majeur à la participation de la DR mais ne permet pas son développement rapide et optimal; Il est de ce fait incomplet.

La législation actuelle encadre une conception de marché selon laquelle, l'offre (présente sur le réseau de transport) s'adapte à la demande, à l'exception de situations de crises pendant lesquelles, en dernier recours, un nombre limité de gros consommateurs acceptent de contribuer à l'équilibre du réseau (services auxiliaires) ou de leur ARP (clauses d'interruptibilité).

Ces dernières années, suite à l'intégration des unités de production intermittentes et au manque d'investissements en unités de production classiques, l'offre d'électricité ne présente plus la même aptitude à couvrir la demande. La demande est donc appelée à devenir plus flexible pour jouer un rôle à différents niveaux :

- sécurité d'approvisionnement (adéquation) en participant à la réserve stratégique (section 6.3);
- équilibre des marchés (*day ahead* et *intraday*) (section 6.4) ;
- équilibre du réseau, services auxiliaires et levée des congestions (sections 6.5 et 6.6).

La diversité rencontrée dans les caractéristiques techniques des différents types de consommation permettrait à la demande d'intervenir à ces niveaux, si d'autres barrières n'entravent pas sa participation. Mais, la DR présente deux caractéristiques particulières par rapport à la production :

- **Même si l'énergie présente une grande importance dans le budget des consommateurs, elle n'est pas leur *core business***

Le recours à un intermédiaire, un prestataire de services, doit donc être permis. Or, son action est entravée par l'absence d'un cadre réglementaire définissant son rôle et son mode d'interaction avec les autres acteurs du marché, ses droits, obligations et responsabilités. La description des rôles et des interactions est traitée dans la section 6.2.

- **le produit délivré met en oeuvre le concept d'énergie non consommée.**

Le problème de la propriété de l'énergie non consommée doit être réglé par le cadre réglementaire. Il conviendra d'y associer, le cas échéant, un mécanisme de compensation de façon à ne léser aucun acteur du marché.

Une définition précise de l'énergie non consommée, son mode de mesure, la procédure de contrôle de sa disponibilité devront être ajoutés au cadre réglementaire existant.

Comme le producteur, le détenteur de capacité d'effacement n'agira que si :

- **l'accès à ces marchés n'est pas entravé ;**  
Une définition inadaptée des produits, l'imposition de prérequis non justifiés, la rétention d'informations sont autant de moyens d'action possibles pour entraver la DR. Il conviendrait de revoir le cadre réglementaire pour établir un véritable *level playing field*.
- **il est correctement informé**  
Le besoin de flexibilité se traduit sur le marché par une volatilité des prix. Pour pouvoir offrir ses services à bon escient, le consommateur doit pouvoir recevoir ce signal prix et être en mesure d'y réagir. Il conviendra d'en tenir compte lors de la conception des nouvelles méthodologies tarifaires.
- **il est correctement rémunéré**  
Ceci nécessite tout d'abord que le service puisse être quantifié. Les dispositions réglementaires actuelles en matière de mesure et de comptage ne répondent pas aux besoins de la DR.  
  
Enfin, la précision des droits et devoirs de chaque acteur du marché en matière d'information devront permettre une circulation de l'information efficace et respectueuse des principes de la proportionnalité et de la confidentialité.

En outre, la DR doit mettre en œuvre aussi le concept de la puissance activable. Il importe en effet d'être attentif au fait que ce n'est pas la seule activation de la flexibilité qui crée de la valeur mais le fait même de son existence, cette valeur pouvant faire l'objet d'une transaction commerciale entre un détenteur de flexibilité et un acteur désireux d'en acquérir. Il s'agit en effet d'un mécanisme dans lequel la flexibilité constitue une puissance négative de réserve pour couvrir un problème de balancing ou de congestions dans les réseaux ou une consommation imprévue. L'analyse de la DR doit intégrer donc les aspects URE (« Négawatts » et « Négawattheures ») et flexibilité car c'est la somme de ces deux aspects qui permet d'éviter les Mégawatts et Mégawattheures côté offre.

Au-delà de ces éléments, l'enquête réalisée par Febeliec, Elia et EnergyVille a montré qu'il reste une marge de progression évidente dans la prise de conscience par les consommateurs industriels de l'intérêt de participer aux différents marchés de la flexibilité au sens large. Au-delà de l'évolution de la législation, de la réglementation et de la définition des produits, l'amélioration de la prise de conscience du consommateur face aux opportunités que cela représente constitue un chantier porteur en termes de développement de la participation de la demande.

## **6.2. Organisation et rôles du marché**

### **L'introduction de nouveaux rôles de marché**

L'analyse ci-dessous développe successivement les différents points abordés dans l'introduction.

La participation de la demande touche plusieurs horizons temporels, qui s'étendent de l'adéquation – et donc la sécurité d'approvisionnement – au temps réel et au balancing – et donc la sécurité d'exploitation.

Actuellement en projet, le code de réseau (*network code*) « balancing » ne sera d'application dans chaque pays européen que lorsqu'au bout de la phase de *comitology*, il aura été adopté et sera ainsi devenu un règlement européen. Ce n'est qu'à ce moment que la mise au point d'un modèle de marché compatible avec lui prendra tout son sens.

Un certain nombre de principes peuvent cependant déjà être mis en avant. Parmi ceux-ci, il conviendra d'assurer une base légale ou réglementaire à la définition des rôles dans le marché.

En matière d'équilibre du système, les rôles de BRP<sup>7</sup> et de BSP<sup>8</sup> sont certainement des rôles de base, autour desquels vont s'articuler une série de processus et de services. Outre les gestionnaires du réseau GRT et GRD, les autres rôles à considérer sont celui de fournisseur d'énergie, celui de producteur et celui de client final.

D'autres rôles sont également utiles à définir. Parmi ceux-ci, le rôle d'agrégateur permet aux ressources de petite taille d'avoir également accès aux marchés. Si l'on veut pouvoir traiter la flexibilité dans son ensemble, il est nécessaire d'étendre à la production la définition d'agrégateur<sup>9</sup> reprise de la directive 2012/27 sur l'efficacité énergétique (directive EE)<sup>10</sup>, tout en spécifiant les règles permettant de garantir la non-discrimination entre les ressources issues de la production et celles issues de la participation de la demande.

En plus du rôle de BSP, il est également utile de définir un rôle lié à la fourniture de services de flexibilité ou FSP<sup>11</sup>, qui permet de s'assurer que la flexibilité pourra être offerte par le truchement d'autres services que ceux strictement liés au réglage de l'équilibre du système, et à d'autres acteurs que le seul GRT. Cependant, avant d'approfondir la notion de services de flexibilité, il conviendrait d'abord de définir la flexibilité elle-même, et entre autres de déterminer dans quelle mesure elle inclut ou non la notion d'énergie ainsi que celle de puissance activable. Enfin, la définition du rôle de FSP devra au moins concerner les ressources de tous les acteurs du marché, quel que soit le réseau – celui d'Elia ou celui des GRD – auquel ils sont raccordés, et prendre en compte toutes les ressources, qu'elles soient ou non agrégées.

Il est prématuré de définir un modèle de marché tant que les rôles ne sont pas définis, ainsi que les droits, obligations et responsabilités qui y sont liés. Cependant, en matière de participation de la demande aux marchés, une définition – même temporaire – de ces rôles dans la législation ou la réglementation offrirait une base juridique sur laquelle des relations contractuelles pourraient être construites.

Un certain nombre de points d'attention devront cependant être examinés plus en détails et trouver réponse si l'on veut viser un fonctionnement efficace, juste et non discriminatoire des marchés dans lesquels la participation de la demande aura la place qui lui revient. Certains de ces points d'attention ont été relevés lors des rencontres organisées entre Forbeg et des acteurs de marché. Ils sont abordés dans les paragraphes suivants, sans que la liste ait vocation d'être exhaustive.

### **L'interaction entre les rôles**

Toutes les parties reconnaissent l'impact des actions DR sur le périmètre d'équilibre du BRP, qui subira non seulement une baisse de la consommation, mais aussi une « surcompensation » consécutive au rattrapage de la réduction de consommation par certains processus (effet de rebond). Si DR veut être un succès, il faudra veiller de l'une ou l'autre manière à ce que le BRP subisse le moins d'inconvénients possible.

---

<sup>7</sup> Balance Responsible Party – “A market participant or its chosen representative responsible for its imbalances”, Framework Guidelines on Electricity Balancing, ACER, FG-2012-E-009, 18 September 2012.

<sup>8</sup> Balance Service Provider – “A market participant providing balancing services to one or several TSOs within one or several control area(s)”, Framework Guidelines on Electricity Balancing, ACER, FG-2012-E-009, 18 September 2012.

<sup>9</sup> L'agrégation de la production décentralisée n'est pas traitée dans ce rapport.

<sup>10</sup> Aggregator: “Een dienstenverrichter aan de vraagzijde die meerdere consumentenbelastingen van korte duur combineert om in georganiseerde energiemarkten te verkopen of te veilen.”

<sup>11</sup> Flexibility Service Provider.

Des solutions peuvent être recherchées dans différentes directions. Dans le cas de la correction de volume, le GRT fera abstraction des réductions de la demande consécutives à une activation DR. Pour l'ICH, la position du BRP sera par exemple corrigée en substituant la nomination aux données de comptage. Une autre approche consiste à ne pas corriger la position du BRP et donc à le rémunérer indirectement via le tarif de déséquilibre. Si sa position est occupée trop longtemps en raison de l'activation DR, il profitera de toute manière du tarif pour un déséquilibre positif (supérieur ou inférieur suivant que son déséquilibre de la zone de réglage s'atténue ou se renforce).

Le fait de ne pas corriger le périmètre d'équilibre du BRP revient donc à le rémunérer pendant l'activation pour l'énergie effacée et non consommée par le client final. Cette rémunération de l'énergie suppose une assimilation du BRP au fournisseur du client qui efface sa consommation, et s'ils ne sont pas un seul et même acteur de marché, leur laisse le soin de régler entre eux la rémunération du fournisseur pour cette énergie effacée et donc non mesurée sur le site du consommateur final<sup>12</sup>.

Quelle que soit la solution ou combinaison de solutions sélectionnée, il faudra toujours accorder une attention particulière à l'exigence de non-discrimination (entre les moyens inhérents à la demande et les moyens de production, entre les BSP autonomes et ceux associés à un BRP ou qui sont eux-mêmes BRP, etc.).

En outre, la question du type de lien à établir entre BSP et BRP se pose. Il conviendra de déterminer si ce lien doit être obligatoirement contractuel, et dans l'affirmative, si des limites doivent être réglementairement imposées au contenu de ces contrats de manière à éviter les problèmes de concurrence, et notamment à ne pas donner à certains acteurs, BRP ou BSP, la possibilité d'exclure d'autres acteurs du marché.

Enfin, la séparation des rôles de BRP et de BSP pose également la question de savoir dans quelle mesure tout BSP, y compris tout acteur agissant à la fois comme BSP et BRP, a le droit de proposer au gestionnaire du réseau des services mettant en œuvre des ressources faisant partie du portefeuille d'un BRP tiers.

Au-delà du rôle strict du BSP défini dans le document d'ACER sur les « Framework Guidelines on Electricity Balancing » comme fournisseur de services d'équilibrage à un ou plusieurs GRT, les parties tierces (vis-à-vis d'un BRP) peuvent également rendre d'autres types de services sur la base d'effacement de demande, comme par exemple dans le cadre de la levée des congestions, ou encore mettre de l'effacement de demande à disposition du marché en *day ahead* ou *intra-day*. La question du lien entre BRP et BSP, posée ci-dessus, doit alors être examinée pour chaque type d'acteur tiers dont l'activité peut perturber l'équilibre du BRP et non plus uniquement pour le BSP.

### **La question de la propriété de l'énergie et la rémunération équitable des acteurs concernés**

Si l'on veut améliorer la participation de la demande dans le marché (y compris dans le marché du *balancing*), il convient de construire un cadre juridique grâce auquel les différents acteurs pourront identifier leurs droits, obligations et responsabilités.

Une des questions à régler dans ce cadre a trait à la *propriété de l'énergie* et à la rémunération du fournisseur.

Lorsqu'un client final, dans le cadre de la gestion de la demande, décide de ne pas consommer une quantité déterminée d'électricité, éventuellement à la demande d'un agrégateur, la quantité d'électricité non consommée peut être mise à la disposition du marché ou du gestionnaire du réseau de transport (dans le cadre des mécanismes de *balancing*). Toutefois, pour pouvoir être mise à disposition, cette électricité doit bien être produite, et le fournisseur du client final doit la rendre disponible. Comme le client final ne consomme pas cette énergie, celle-ci ne sera pas mesurée dans

<sup>12</sup> Voir la partie ci-dessus sur la propriété de l'énergie.

son chef avec, comme corollaire, la conséquence que son fournisseur ne sera pas rémunéré pour l'électricité mise à disposition, mais non prélevée par le client final.

Se pose à cet égard la question de savoir à quel moment l'électricité devient la propriété du client final. De manière caricaturale, on peut envisager ici deux types de contrats de fourniture :

- dans un premier cas, le fournisseur s'est engagé à fournir la quantité d'électricité dont aura besoin le client final, quantité encadrée pour les clients industriels par un minimum et un maximum ;
- dans un deuxième cas de figure, plus exceptionnel, le client achète déjà au fournisseur une quantité d'électricité donnée pour une durée déterminée ; en d'autres termes, le client s'engage sur un volume déterminé, qui lui sera livré (et facturé) quelle que soit sa consommation réelle.

La question de la propriété de l'énergie devrait être résolue différemment selon que l'on se trouve dans l'un ou l'autre cas de figure repris ci-dessus. Lorsque le client n'a pas acheté à l'avance les quantités d'électricité (1<sup>er</sup> cas), il semble logique de prévoir que la propriété de l'énergie n'est transférée qu'au moment de la livraison de l'électricité au point de prélèvement. En revanche, dans le second cas, le client a déjà acheté une quantité déterminée d'énergie, même si celle-ci n'a pas encore été fournie ; on pourrait alors considérer que la propriété a été transférée avant la livraison de celle-ci au point de prélèvement.

Etant donnée la diversité des situations, il convient d'éviter que les conditions générales des fournisseurs ne prévoient dans tous les cas que la propriété de l'électricité fournie est transférée au moment du prélèvement de celle-ci au point de prélèvement.

La question de la rémunération du fournisseur est liée à celle de la propriété de l'électricité. Dans le premier cas de figure visé ci-dessus, si l'électricité n'est pas consommée par le client final, mais remise sur le marché ou à la disposition du gestionnaire de réseau de transport, le fournisseur devrait logiquement être rémunéré pour avoir mis à disposition du marché un bien dont il n'a pas transféré la propriété. Dans le second cas de figure, au contraire, la quantité d'électricité à livrer a déjà été achetée par le client, et donc le fournisseur a déjà perçu sa rémunération.

Il convient de noter à cet égard que la France a récemment établi un cadre juridique favorisant l'effacement de consommation. Le législateur est intervenu suite à un contentieux opposant des opérateurs d'effacement, d'une part, et les fournisseurs et le régulateur (CRE), d'autre part. En 2009, la CRE avait imposé aux opérateurs d'effacement de rémunérer les fournisseurs des clients participant à l'effacement. Par un arrêt du 3 mai 2011, le Conseil d'Etat de France a annulé cette décision en considérant qu'elle se basait sur une lecture inexacte de la loi. Suite à cet arrêt, le code de l'énergie a été modifié le 15 avril 2013 et prévoit désormais que les opérateurs d'effacement peuvent procéder à des effacements de consommation indépendamment de l'accord du fournisseur du site concerné et de son responsable d'équilibre, mais moyennant un versement par l'opérateur d'effacement au fournisseur des sites effacés. Saisi à ce propos à l'issue du processus législatif, le Conseil constitutionnel a estimé que le recours aux services d'effacement sans l'accord du fournisseur n'était pas contraire au droit de propriété de celui-ci, dès le moment où la loi prévoit une rémunération pour l'électricité que le fournisseur a injecté sur le réseau (Décision n° 2013-666 du 11 avril 2013, § 24).

Le dispositif législatif français prévoit donc désormais qu'en cas d'effacement, le fournisseur et l'opérateur d'effacement soient tous deux rémunérés, selon des mécanismes distincts. Un opérateur d'effacement pourra procéder à des effacements, sans demander l'accord du fournisseur d'électricité des sites concernés. L'opérateur sera rémunéré en valorisant les effacements sur les marchés de l'énergie ou sur le mécanisme d'ajustement et en recevant une prime versée au titre des « avantages

de l'effacement pour la collectivité » et financée par la CSPE. Le fournisseur d'électricité recevra une compensation de l'opérateur d'effacement pour chacun des sites effacés concernés.

Quel que soit le modèle choisi, le fait de prévoir une juste rémunération de toutes les parties impactées par le mécanisme de gestion de la demande s'avère indispensable pour encourager la participation de la demande au marché.

A cet effet, il serait utile d'approfondir la réflexion sur ce qu'englobe la notion de flexibilité, et en particulier si elle inclut l'énergie injectée ou prélevée supplémentaire. Cela contribuerait à déterminer ce qui doit être rémunéré et à préciser à quel niveau cette rémunération doit intervenir.

### **Level playing field**

La question du *level playing field* se décline selon plusieurs modes.

D'une part, le devoir de non-discrimination implique de ne pas désavantager un type de ressources par rapport à un autre, si elles disposent toutes des mêmes capacités techniques à fournir un service donné. Cela va dans le sens de l'article 15(8) de la directive EE en terme de promotion des ressources portant sur la demande de participer aux marchés de gros et de détail au même titre que les ressources de production. De plus, placer la production et la consommation sur le même pied pour certains services auxiliaires ou dans le cadre de la participation aux marchés *day ahead* ou *intraday* permet d'augmenter la liquidité des marchés visés et la concurrence au sein de ces marchés. Dans cette mesure, adapter la définition des produits sans dégradation majeure de leur efficacité pour leur permettre de s'adresser aussi bien à la consommation qu'à la production contribue à cet objectif.

D'autre part, la discrimination peut également apparaître lorsque pour une même ressource et pour un même volume activé, la participation à un service se voit imposer des contraintes ou des pré-requis que n'impose pas la participation à un autre service. Dans ce cas, il conviendra de s'interroger sur le traitement approprié qu'il faut donner à cette discrimination de fait. Il est dès lors important de traiter toutes les sources de flexibilité de façon identique.

Enfin, la discrimination devrait également être évitée lors des consultations. Afin d'élaborer des solutions équilibrées et non discriminatoires, il est important de traiter tous les acteurs sur le même pied lors du processus de consultation. Il en va de même lorsque le marché est sollicité pour participer sous la forme de propositions à l'élaboration du design de marché ou à son évolution. Donner à tous les acteurs du marché, y compris aux consommateurs ou aux intermédiaires qui agissent en leur nom, les mêmes possibilités et les mêmes droits permet alors d'éviter certaines discriminations et d'atténuer certaines barrières au développement de la participation de la demande.

### **La question de la méthodologie tarifaire**

La Loi sur l'électricité oblige la CREG, en vue de la prochaine période régulatoire (période 2016-2019), impose de définir une méthodologie tarifaire pour le réseau de transport et les réseaux d'électricité avec une fonction de transport. En tenant compte du transfert de compétences attendu sur les tarifs des réseaux de distribution, les régulateurs régionaux doivent également mettre sur pied dans un avenir proche des méthodologies tarifaires pour les réseaux de distribution. La méthodologie tarifaire concerne *de facto* la « méthodologie de régulation » intégrale pour le gestionnaire du réseau de transport pour autant que celle-ci concerne les budgets et les tarifs réseau au sens le plus large. Il s'agit par conséquent en premier lieu d'un instrument de politique. Si les orientations permettent d'éclaircir la politique du législateur, la méthodologie offre la possibilité de donner forme à cette politique.



Dans le chef du régulateur, l'article 12, § 9, de la Loi sur l'électricité stipule que la CREG établit la méthodologie tarifaire et exerce sa compétence tarifaire de manière à « *favoriser une régulation stable et prévisible contribuant au bon fonctionnement du marché libéralisé, et...* »

Étant donné que les tarifs de réseau régulés constituent l'instrument de base pour donner forme à un système d'« accès régulé aux réseaux », la méthodologie tarifaire a donc pour objectif de fournir cet accès régulé de la manière la plus efficace et effective possible.

Lors du développement d'une nouvelle méthodologie tarifaire, il faut tenir compte de l'évolution récente de nouveaux services offerts sur le marché de l'électricité. Une structure tarifaire pourrait être envisagée qui devrait permettre de diriger le comportement des utilisateurs du réseau, notamment en ce qui concerne la Demand Response, et de responsabiliser les utilisateurs du réseau en matière de réductions de coûts à réaliser éventuellement.

Plus particulièrement en ce qui concerne le développement d'une méthodologie tarifaire et des dispositions légales inhérentes prévues, on n'a pour l'heure pas identifié de grands obstacles pouvant s'opposer au développement de nouveaux produits et/ou services en matière de Demand Response.

Le développement d'une nouvelle méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et les réseaux d'électricité avec une fonction de transport est un projet initié au sein de la CREG fin novembre 2013 et qui s'étendra sur toute l'année 2014. Au cours de la mise en œuvre de ce projet, la CREG consultera abondamment tous les acteurs du marché.

### **Les mesures et comptages**

La structure de la consommation de certains clients finaux est telle que, sur base du relevé du compteur de leur site, l'effacement effectif de la consommation d'une partie de leur site, qu'il résulte d'un service contracté avec Elia ou d'une transaction avec une partie tierce, risque d'être partiellement ou totalement masqué par la variation « naturelle » de la courbe de prélèvement de la partie de leur site qui n'est pas engagée dans un tel effacement. Ce problème existe aussi bien pour les clients raccordés au réseau d'Elia que pour ceux raccordés au réseau d'un GRD. Le même problème de reconnaissance du comportement réel en matière d'effacement de la demande se pose donc également pour la participation de la demande aux marchés *day ahead* et *intraday*.

Dans ces conditions, et tant qu'aucune solution n'est apportée à ce problème, le consommateur final ou l'agrégateur qui le représente ne prendra pas le risque de s'engager dans une transaction d'effacement, et le potentiel de participation de la demande s'en trouvera réduit d'autant.

En l'absence de solutions régulées, pour permettre une meilleure mise en œuvre du potentiel de *demand response*, ces consommateurs ou leur représentants devraient être autorisés :

- d'une part, à relever séparément la partie de la consommation de leur site participant à l'effacement ; ceci nécessite l'installation d'un compteur secondaire (*submetering*) officiellement agréé et convenu entre les parties ;
- d'autre part, à introduire, directement ou par l'intermédiaire d'un BRP, des « sous-nominations » sur les marchés *day ahead* et *intraday*, dans l'unique but de pouvoir les comparer à la courbe réelle de prélèvement issue du compteur secondaire et ainsi quantifier le service réellement rendu.

En présence de solutions régulées, pour permettre une meilleure mise en œuvre du potentiel de *demand response*, une entité neutre et indépendante des acteurs intervenant dans la flexibilité commerciale devrait être autorisée :

- d'une part, à relever séparément la partie de la consommation des sites participant à l'effacement ; ceci nécessite l'installation d'un compteur secondaire (*submetering*) officiellement agréé ;
- d'autre part, à mettre à disposition du marché et du client final, conjointement aux courbes réelles, la courbe de référence estimée selon une convention établie entre toutes les parties pour fournir une indication objective de l'activation.

Cette solution n'empêche pas l'utilisateur final de la possibilité de placer du submetering sur son site et de l'utiliser dans le cadre des services de flexibilité.

Il convient de préciser que, dans le cadre de la législation actuelle, cette activité de comptage secondaire ne constitue en principe pas une activité régulée de mesure et comptage du GRT ou du GRD. Les questions de propriété et de diffusion de cette information devront donc également être réglées. De même, il conviendra d'être attentif à encadrer les utilisations possibles de ces compteurs secondaires, afin d'éviter toute interaction avec les activités régulées de mesure ou de comptage.

Du point de vue réglementaire, ceci demandera également d'être attentif d'une part, au problème de la reconnaissance de ces sous-mesures – et notamment d'accepter que les points de comptage correspondants puissent ne pas coïncider avec le point de raccordement ou avec le point d'accès du site – et d'autre part, à la possibilité d'introduire une nomination séparée pour chacun de ces points de comptage secondaires, là où actuellement, les nominations se font par point d'accès.

### **Echange d'information et confidentialité**

Le problème de l'équilibre entre d'une part la confidentialité des données ou le respect de la vie privée y compris le principe de proportionnalité et d'autre part le droit à l'information devra être traité afin de permettre à tous les acteurs de participer aux marchés en évitant au maximum les distorsions de concurrence que pourrait induire la difficulté ou l'impossibilité d'accéder aux informations nécessaires.

Il en va ainsi non seulement de l'échange d'informations entre les gestionnaires de réseau ou avec eux, mais également des informations dont devraient pouvoir disposer les BRP, fournisseurs, agrégateurs, BSP, FSP et autres consommateurs finaux, dans le respect des droits de chacun à préserver le caractère confidentiel de ses secrets d'affaire, mais en maintenant l'objectif d'assurer un fonctionnement efficace et non discriminatoire des marchés.

Il est à ce sujet utile de noter qu'il serait préférable de résoudre de manière réglementaire la question de savoir quelles informations sont nécessaires à chaque type d'acteurs dans l'exercice de son rôle, et de ne pas confier à un acteur présent dans la chaîne de transmission de l'information le soin de juger de la pertinence de communiquer cette information à un acteur ou un type d'acteurs particulier.

## **6.3. Mise en oeuvre de la gestion de la demande pour la réserve stratégique**

La réserve stratégique doit résoudre un problème réel d'adéquation des moyens de production, pas un problème de rentabilité des unités de production. Il conviendra dès lors de concevoir des règles de constitution et de fonctionnement destinées à promouvoir la participation de la demande.

Contrairement aux services auxiliaires dont le but est de résoudre un problème de sécurité d'exploitation du réseau en temps réel, la réserve stratégique a pour but de résoudre un problème d'adéquation entre l'offre et la demande révélé en day ahead. Des exigences en termes de délai d'activation de ces deux produits vont donc mobiliser différents types de demande.

La mise en place de la réserve stratégique offrira donc la possibilité à un nouveau potentiel de DR de se révéler et d'être rémunéré.

## **6.4. Mise en oeuvre de la gestion de la demande pour les services commerciaux**

### **6.4.1. Cas des clients raccordés sur le réseau d'ELIA**

Au niveau du réseau de transport, la participation de la demande à des services commerciaux peut être envisagée de plusieurs manières différentes. Dans ces différentes situations, l'analyse ci-dessous illustre de manière non exhaustive les obstacles cités précédemment.

#### **Cas 1 – Le consommateur met sa flexibilité à disposition de son fournisseur d'énergie**

Un premier cas-type considère que le contrat de fourniture liant le consommateur final à son fournisseur d'énergie contient des clauses définissant les modalités selon lesquelles le fournisseur peut exploiter la flexibilité présente chez le client et comment le client est rémunéré pour cette mise à disposition. Si le fournisseur est également BRP, il a alors ce qu'il faut en mains pour pouvoir exploiter dans le cadre de la gestion de son propre portefeuille la flexibilité présente chez le client.

Dans ce cas-type, les problèmes liés à la propriété de l'énergie et au type de lien entre le fournisseur/BRP et le consommateur n'existent pas. Par contre d'autres pièges peuvent apparaître dans la mesure où cela pourrait conduire à sous-exploiter la flexibilité présente chez le client si le contrat ne contient ni possibilité d'initiative du consommateur final ni incitant pour le fournisseur à exploiter la flexibilité du client, et où ce type de contractualisation ne garantit pas une juste rémunération du client final pour la mise à disposition de sa flexibilité.

#### **Cas 2 – Le consommateur met sa flexibilité à disposition d'un autre BRP-fournisseur d'énergie**

Un deuxième cas-type concerne la vente par un détenteur de flexibilité – consommateur final ou FSP – à un BRP-fournisseur<sup>13</sup> de la flexibilité dont il dispose.

Si les ressources dont émane la flexibilité sont présentes dans le portefeuille du BRP-fournisseur, il s'agit d'une extension du premier cas-type dans laquelle la flexibilité est valorisée séparément de la fourniture de l'énergie. Ce cas particulier pose néanmoins la question de la propriété de l'énergie. Par contre, le problème de l'impact sur le périmètre d'équilibre du BRP devrait être réglé dans le contrat de vente de la flexibilité.

---

<sup>13</sup> Le BRP et le fournisseur sont ici considérés comme une seule et même entité. Si ce sont des entreprises séparées, cela demande de régler de manière distincte le problème de l'énergie et celui de l'impact sur le périmètre d'équilibre.

Lorsque les ressources dont émane la flexibilité ne sont pas présentes dans le portefeuille du BRP-fournisseur, la situation est plus délicate. A priori, dans un marché libre, rien n'empêcherait un consommateur final de s'adresser à un fournisseur pour l'énergie qu'il consomme et de revendre sa flexibilité à un BRP qui n'est pas nécessairement celui qui est associé à son fournisseur d'énergie. Le consommateur final peut d'ailleurs avoir plusieurs fournisseurs d'énergie et éprouver des difficultés à préciser à quel(s) fournisseur(s) associer sa flexibilité. Ce cas-type est d'autant plus délicat si le détenteur de flexibilité est associé à un BRP concurrent du BRP-fournisseur qui a les ressources dans son portefeuille d'équilibre. Quoi qu'il en soit, lorsque la flexibilité concerne des ressources qui ne sont pas présentes dans le portefeuille du BRP-fournisseur qui l'acquiert, ce cas-type pose de manière aigüe la question de la propriété de l'énergie, du type de lien à établir entre le détenteur de flexibilité et le BRP-fournisseur impacté. Il conviendra de plus de déterminer si le modèle de marché admet la possibilité de vendre à un BRP-fournisseur de la flexibilité issue de ressources qui ne sont pas présentes dans son portefeuille d'équilibre.

Par contre, la séparation de la fourniture d'énergie et de la valorisation de la flexibilité du consommateur final permet une plus grande liberté pour le consommateur dans la vente de sa flexibilité et pourrait donc favoriser le développement de la participation de la demande. Dans cette mesure, il est serait utile de déterminer s'il ne faudrait pas bannir légalement des contrats de fourniture d'énergie toute clause interdisant ou décourageant la vente de la flexibilité à des parties tierces.

### ***Cas 3 – Le consommateur met sa flexibilité à disposition du marché day ahead ou intraday***

Un troisième cas-type concerne la vente directe d'effacement de demande sur le marché *day ahead* ou *intraday* par un consommateur final ou un agrégateur. Le problème dans ce cas est qu'il faut actuellement être ARP pour avoir accès à ces marchés.

Pour une entreprise, devenir ARP signifie se doter d'une équipe de minimum 5 personnes spécialisées dans le domaine, ce qui constitue un investissement et d'une certaine manière une barrière à l'entrée. D'autre part, il ne suffit pas pour un agrégateur de devenir ARP, il faut encore déterminer si comme ARP, il pourra offrir des services de flexibilité ou d'effacement issus de ressources qui sont dans le portefeuille d'équilibre d'un autre ARP/BRP. Par ailleurs, lever l'obligation d'être ARP pour avoir accès aux marchés visés demande une révision du modèle de marché actuel. Un statut d'ARP *'light'* pourrait être défini pour contourner le problème, mais cela demandera de déterminer a priori de manière univoque dans quel portefeuille d'équilibre se retrouve la consommation effacée. De plus, il ne permettra pas de contourner directement le problème de la propriété de l'énergie, et la solution du problème de l'impact de l'effacement sur le périmètre d'équilibre du BRP qui a la consommation effacée dans son portefeuille dépendra de la définition du rôle d'ARP *'light'*, de ses obligations et de ses responsabilités.

De toute façon, si le vendeur n'est pas le fournisseur d'énergie, la vente d'effacement de consommation sur le marché *day ahead* ou *intraday* risque de se heurter au même problème contractuel que celui évoqué dans le deuxième cas-type, à savoir l'existence dans le contrat de fourniture d'énergie de clauses interdisant ou décourageant la vente de la flexibilité à des parties tierces. La même solution que celle qui sera appliquée dans le deuxième cas-type peut également être adoptée ici.

Un dernier cas-type concerne la signature d'un contrat de services entre un agrégateur et un BRP-fournisseur. L'objet du contrat est la mise à disposition des compétences de l'agrégateur de manière à exploiter au mieux la flexibilité présente dans le portefeuille du BRP-fournisseur. Du point de vue modèle de marché, ce cas présente des avantages dans la mesure où les problèmes de type de lien entre BRP-fournisseur et agrégateur sont réglés par le contrat signé librement par les parties. Par contre, ce cas est anecdotique dans le cadre du présent rapport dans la mesure où l'agrégateur

n'apporte pas de la flexibilité au BRP-fournisseur, mais des compétences permettant d'exploiter celle déjà présente dans son portefeuille.

#### **6.4.2. Cas des clients raccordés sur le réseau de distribution moyenne tension**

Les utilisateurs du réseau de distribution raccordés en moyenne tension, tant les producteurs que les clients, peuvent en principe mettre de la même manière leur flexibilité à la disposition d'acteurs commerciaux en vue d'une optimisation de leur portefeuille commercial ou pour la participation directe aux marchés organisés.

Tous ces utilisateurs du réseau ont en principe un compteur AMR<sup>14</sup>. Ce compteur enregistre le profil de consommation mesuré (série de données mesurées concernant le prélèvement ou l'injection d'électricité par période élémentaire, à savoir par quart horaire).

Le TRDE flamand stipule (art. V.3.1.2) : « Pour les équipements de mesure pour lesquels la moyenne de la puissance quart horaire maximale prélevée ou injectée sur une base mensuelle, définie sur une période de douze mois consécutifs, s'élève à au moins 100 kW, le profil de consommation mesuré est enregistré. »

Les deux grandes différences par rapport aux clients ELIA directs sont les suivantes:

- a) Les données doivent être échangées entre gestionnaires réseau ;
- b) Les réseaux moyenne tension n'offrent pas les mêmes degrés de liberté pour le prélèvement ou l'injection d'énergie ; la plupart des gestionnaires réseau tiennent compte, dans leurs plans d'investissement à moyenne tension, d'une simultanéité maximale de 0,8. Une question importante est donc de savoir si l'utilisation de flexibilité peut influencer les flux d'énergie de telle sorte que ce niveau de simultanéité peut être dépassé. Ceci pourrait en effet entraîner la fermeture de parties du réseau de distribution. En principe, ce point est traité sous 6.6 : la gestion du réseau de distribution a dans ce cas besoin de la flexibilité dans le cadre de sa gestion des congestions. Ceci est indiqué par la notion de « flexibilité technique » afin de la distinguer de la flexibilité commerciale qui est traitée dans cette section.

La mise à disposition de flexibilité peut se faire par l'entremise ou non d'un FSP, qui met à disposition des profils de plusieurs utilisateurs du réseau de manière agréée.

Ce processus suit les étapes suivantes : conclusion d'un contrat de flexibilité, activation de ce dernier, enregistrement des quantités d'énergie et détermination de la flexibilité offerte et, enfin, facturation.

##### *1. Conclusion d'un contrat de flexibilité commerciale*

Initialement, tous ces éléments peuvent être fixés contractuellement sans que des dispositions réglementaires spécifiques soient requises. Outre le contrat entre l'utilisateur

---

<sup>14</sup> AMR: automatic meter reading

du réseau et le FSP, un contrat doit obligatoirement aussi être conclu entre un FSP et un BRP. Une relation contractuelle entre le GRD et le FSP pourrait aussi être envisagée si la procédure de préqualification est imposée pour ce type d'activité. Un BRP peut bien sûr aussi contracter de la flexibilité directement auprès d'un utilisateur du réseau.

Un point de discussion est de savoir si plusieurs parties peuvent contracter de la flexibilité auprès d'un utilisateur du réseau. La complexité du modèle de marché augmente si plusieurs parties peuvent fournir des services de flexibilité à un point d'accès.

Les GRD ont fait savoir qu'ils voulaient être informés des contrats de flexibilité. Ils peuvent avoir tout intérêt à disposer de ces informations lors du processus de validation de données de mesure, de la gestion des flux de réseau, et peut-être aussi d'autres processus chez le gestionnaire de réseau. Reste à savoir qui se charge de la notification. La responsabilité finale incombe en principe à l'utilisateur du réseau, mais pour des raisons pratiques, il est préférable qu'un acteur du marché assure le processus d'information.

### *2. Activation de la flexibilité commerciale*

Définir le concept d'activation est essentiel si cette action associe des parties autres que les parties contractuelles (l'utilisateur du réseau, le FSP et le BRP). La question de savoir si l'activation de la flexibilité doit être communiquée relève des discussions au sein d'Atrias, et si oui, selon quelles modalités.

À première vue, ceci ne semble pas avoir beaucoup de sens. En effet, un utilisateur du réseau qui réagit à une offre de prix alléchante sur le marché ne doit pas être différencié d'un utilisateur du réseau qui met de la flexibilité à la disposition d'un FSP. Néanmoins, ceci fait l'objet de concertation et d'études poursuivies.

En effet, nous devons analyser l'impact sur les réseaux de distribution de l'accroissement attendu du nombre de points d'accès concernés par l'activité de flexibilité et du besoin d'organiser une information structurée pour faciliter l'activité de flexibilité.

L'activation de flexibilité peut avoir un impact sur les tarifs réseau facturés. L'utilisateur du réseau doit en être conscient.

### *3. Enregistrement de quantités d'énergie et détermination de la flexibilité offerte*

Le GRD est responsable du comptage et de la mise à disposition de données validées aux acteurs concernés, dont ELIA, comme stipulé dans les Règlements Techniques Distribution.

Le Règlement technique de distribution doit établir quelles données le FSP doit recevoir, à quel moment et avec quel statut de validation. Il semble recommandé de reprendre pour le FSP les dispositions réglementaires qui s'appliquent en la matière au BRP, de sorte qu'il dispose des mêmes informations.

Il n'est actuellement pas nécessaire de prévoir des processus de nomination supplémentaires à cet effet. Les BRP effectuent des nominations de manière agrégée pour leur portefeuille, par gestionnaire de réseau de distribution, et le règlement du déséquilibre tient compte des données de mesure validées par BRP communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution concerné.

La détermination de la flexibilité offerte concerne a priori un domaine commercial. Nous devons toutefois réfléchir aux moyens de garantir aux clients une qualité objective de l'activation non contestable par les acteurs du marché.

#### *4. La facturation de flexibilité commerciale*

Cette question est purement commerciale.

#### *Conclusion :*

La participation de la gestion de la demande au service commercial peut en principe être réglée au moyen de dispositions dans le Règlement technique de distribution, pour autant qu'une base légale ait été créée à cet effet, par décret ou ordonnance. Cette base est en réalité imposée par la directive 2012/27 relative à l'efficacité énergétique, dont les États membres sont tenus d'achever la transposition pour le 5 juin 2014 au plus tard.

La Flandre s'y attellera en

- définissant les notions d'« agrégateur » et de « gestion de la demande » ;
- explicitant le rôle de l'autorité de régulation en matière de gestion de la demande ;
- prévoyant l'établissement de spécifications techniques pour les services d'équilibrage et autres services auxiliaires ;
- permettant les compléments nécessaires au Règlement technique de distribution.

### **6.4.3. Cas des clients raccordés sur le réseau de distribution basse tension**

A l'instar des clients raccordés sur le réseau haute ou moyenne tension, les utilisateurs du réseau raccordés en basse tension (BT) qu'ils soient producteurs ou consommateurs, clients professionnels ou résidentiels devraient à terme aussi participer au développement du marché de flexibilité. En effet, ces utilisateurs pourraient, par la mise en œuvre du marché de flexibilité, optimiser leurs coûts d'énergie en offrant leur flexibilité à certains acteurs du marché (par exemple les BRP, les fournisseurs, etc.).

Toutefois, compte tenu de leurs spécificités (charges de petites puissances, distribuées et localisées au bout du réseau, insuffisance des technologies de l'information,...etc.) leur participation ne peut avoir lieu sans réunir les conditions suivantes :

- Le développement des technologies de l'information et de la communication notamment via les compteurs intelligents. Ces technologies devraient permettre de lever les contraintes techniques qui empêchaient une gestion dynamique de la demande. Grâce à ces technologies, les clients pourront participer activement au marché de l'électricité, puisqu'ils pourront être impactés financièrement par leur profil réel de consommation;
- Introduction de nouveaux rôles pour les acteurs du marché: en effet, le rôle des nouveaux intermédiaires, notamment des agrégateurs, est important pour bâtir un marché efficient de la flexibilité;
- Mise en œuvre des moyens de protection des clients finals.

En effet, ci-après les principaux besoins sont identifiés pour la mise en œuvre d'un marché de la flexibilité pour les utilisateurs raccordés en BT.

### **1. Besoin de nouveaux rôles : la fonction d'agrégation<sup>15</sup>**

D'un point de vue global, la fonction d'agrégation consiste à agglomérer des informations qui, prises individuellement, n'auraient pas de valeur mais qui, groupées, présentent une plus-value (à la fois technique - pour le système électrique - et économique - pour les acteurs de marché impliqués). Dans le secteur électrique, elle s'organise autour de deux principaux types d'activité : l'agrégation de la flexibilité de la demande, intégrant tout particulièrement les capacités de report de consommation et d'effacement, et celle de la production décentralisée<sup>16</sup>.

Par exemple, la flexibilité d'un ménage à reporter sa consommation de quelques heures prise individuellement n'est pas monétisable. Cependant, lorsqu'elle est groupée avec celle de dizaines de milliers de résidentiels, c'est une économie de production de plusieurs MW qui peut être effectuée pour le système électrique. C'est cette valeur que monétisent les agrégateurs auprès des différents acteurs en présence (*utilities*, marchés financiers, etc...).

Les modèles d'affaires associés à la fonction d'agrégation varient en fonction des services proposés et des clients visés.

Deux façons d'influencer ou même de contrôler la demande électrique en fonction de la disponibilité des ressources énergétiques sont envisageables. Ces deux approches complémentaires sont couramment surnommées méthodes de contrôle « direct » et « indirect » de la consommation électrique.

- Dans le premier cas, le gestionnaire des ressources supervise l'utilisation d'énergie électrique des consommateurs qu'il fédère (ou plutôt, d'un échantillon représentatif) et en fonction de la disponibilité des ressources, envoie des signaux de contrôle à chaque consommateur concerné, permettant ainsi de planifier de façon optimale la consommation. Cela revient à définir un problème de contrôle hiérarchique et/ou distribué en grande dimension. On parle aussi de ressources « dispatchables ».
- Dans le deuxième cas, l'idée est de considérer que les consommateurs peuvent adapter leur consommation en fonction de prix variables de l'électricité. Les problèmes de contrôle associés sont de nature différente, étant donné que le contrôle se base sur un équilibre entre prix et consommation. On parlera dans ce cas de « ressources non dispatchables ».

En pratique, de nombreux modèles mathématiques et statistiques doivent aussi être développés afin de pouvoir évaluer les besoins énergétiques des consommateurs en temps réel, ainsi que leur flexibilité potentielle. En effet, en plein été, il est peu probable de pouvoir agir sur le besoin de chauffage électrique par exemple des consommateurs. De même, en plein hiver, il est difficile de réduire la consommation électrique liée au chauffage par exemple pendant de longues heures. Ces modèles décrivent la dynamique propre de la consommation électrique, dans le temps et dans l'espace, l'impact de variables météorologiques et de l'activité humaine, ainsi que la sensibilité (qui intègre aussi la notion du confort) des consommateurs à des variations de prix.

Ces acteurs se sont surtout développés dans le secteur industriel. Avec un déploiement progressif de compteurs et d'objets communicants (internet des objets) chez les particuliers (offrant de nouvelles

---

<sup>15</sup> Définie d'après la brève rédigée par Pierre Pinson (Université Technique du Danemark – DTU), d'après les travaux des départements de mathématiques appliquées et d'informatique et de génie électrique de la DTU.

<sup>16</sup> L'agrégation de la production décentralisée n'est pas traitée dans ce rapport-ci.



opportunités de télé-pilotage), on devrait assister à une pénétration de ces équipements dans le secteur résidentiel.

On doit réfléchir à la pertinence de réglementer l'accès à la profession d'agrégateur et aux critères à mettre en place pour autoriser un acteur à pratiquer cette activité compte tenu de son impact potentiel sur la sécurité du système, aux flux financiers associés à l'activité et aux problèmes potentiels de privacy.

La directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE<sup>17</sup> (ci-après « la directive 2012/27/UE ») définit, en son article 2, 24), la notion de « fournisseur de services énergétiques », comme suit :

*« « fournisseur de service énergétique », 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. ».*

Cette directive définit encore, en son article 2, 45), la notion d' « agrégateur » en tant que « fournisseur de service énergétique », de la manière suivante :

*« « agrégateur », un 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 organisés. ».*

Cette notion semble correspondre à la notion de FSP telle que définie par la plateforme ATRIAS. Aux fins d'assurer le bon développement et fonctionnement de ces nouveaux acteurs de marché de flexibilité, la directive 2012/27/UE impose une série d'obligations à charge des Etats membres.

Ainsi, l'article 18, 2, d), de la directive 2012/27/UE impose aux Etats membres, notamment, ce qui suit :

*« Les États membres soutiennent le bon fonctionnement du marché des services énergétiques, le cas échéant:  
d) en permettant aux intermédiaires de marchés indépendants de jouer un rôle en favorisant le développement du marché sur le plan de l'offre et de la demande. ».*

Le point 3 de l'article 18 de la même directive prévoit encore que :

*« Les États membres veillent à ce que les distributeurs d'énergie, les gestionnaires de réseau de distribution et les entreprises de vente d'énergie au détail s'abstiennent de toute activité susceptible d'entraver la demande et la fourniture de services énergétiques ou d'autres mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique, ou de gêner le développement des marchés de tels services ou mesures, notamment en empêchant des concurrents d'accéder au marché ou en pratiquant des abus de position dominante. ».*

Les Etats membres sont ainsi chargés d'élaborer un cadre réglementaire afin de favoriser le bon développement et fonctionnement de ces nouveaux acteurs du marché de flexibilité.

---

<sup>17</sup> J.O.U.E., 14 novembre 2012, L. 315.

En outre, la question se pose de savoir si ces nouveaux acteurs seraient soumis à l'obligation d'obtenir une licence pour la fourniture de ces nouveaux services.

A ce sujet, 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. ».* (Nous soulignons).

L'obligation de détenir une licence pour la fourniture des services par les FSP/BSP 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. ».<sup>18</sup>*

Il serait donc opportun d'analyser si un système d'autorisation/certification dans le respect de certaines conditions préalablement déterminées contribuerait à augmenter la confiance des consommateurs, ou qu'un système pareil serait plutôt une barrière à l'entrée.

## **2. Besoin des technologies de l'information et de la communication:**

---

<sup>18</sup> Rapport THINK (TOPIC 11) intitulé « *Shift, not drift : towards active demand response and beyond* » du mois de juin 2013, p. 31, disponible sur le site Internet : <http://www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/Thinktopic/Topic11digital.pdf>

À ce stade de la réflexion, il ne semble pas dégagée une vision claire des transformations qu'il faut opérer ou des moyens technologiques qu'il faut favoriser pour le marché de flexibilité étant donnée les incertitudes sur les fonctionnalités des réseaux intelligents de demain.

Même si la mise en œuvre de ces réseaux dits intelligents offrira certainement des solutions techniques pour le raccordement de plus de productions décentralisées, il n'est pas aisé de prévoir comment le marché doit s'organiser pour offrir tous les besoins de flexibilité (en prélèvement et en injection) essentiel au bon fonctionnement du marché.

Pour appréhender ces besoins futurs, ATRIAS a, toutefois, souhaité mener des discussions sur les concepts de base permettant la mise en œuvre de la flexibilité : mise en œuvre de nouveaux identifiants (client, point d'accès, point de service,...etc.) et la multiplication des statuts (comptage classique/smart, compteur à budget, prépaiement, ...) relatifs à ces identifiants. Certains de ces concepts sont prévus pour le projet de MIG6 (go-live prévu en mi-2016).

En effet, dans le projet du nouveau MIG, deux régimes de comptage ont été défini pour le fonctionnement des compteurs intelligents. Il s'agit des régimes de comptage 1 et 3 définis ci-après. Ces régimes offrent le choix aux utilisateurs pour ce qui concerne la granularité et la fréquence de relevé des données et ne concernent pas le régime de facturation liant le client final à son fournisseur.

<b>Régime 1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les compteurs intelligents sont utilisés comme des compteurs classiques mais relevés à distance. La granularité est d'un index/time of use<sup>19</sup> mais la fréquence de relevé par défaut varie selon les Régions: mensuelle ou annuelle.</li> <li>Seuls les times-of-use correspondant aux time-frames classiques (heures creuses/pleines, exclusive nuit et normal) actuels sont utilisés dans les processus de marché.</li> </ul>
<b>Régime 3</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les données disponibles avec la plus fine granularité (1/4h pour l'électricité et 1h pour le gaz) sont utilisées dans les processus de marché.</li> <li>Plusieurs Times-of-use peuvent être utilisés. Le nombre et les modalités de définition ou de valorisation de ces time-of-use ne sont pas encore déterminés.</li> </ul>

Le régime 1 est attribué par défaut au client qui se voit équiper d'un compteur intelligent ou qui emménage sur un point d'accès disposant déjà d'un compteur intelligent. Le régime 3 est attribué par défaut pour le client qui demande pro-activement un compteur intelligent.

Les caractéristiques du régime 3 sont données dans le tableau ci-après.

<sup>19</sup> Les « Times-of-Use » correspondent aux intervalles de temps (plages horaires) pendant lesquels les données de comptages sont cumulées/agrégées. La manière avec laquelle les « time-of-use » sont valorisées pour la facturation est déterminée par les « Time Frame » actuellement identifiées par tarifs JOUR/NUIT, ou plus exactement heures pleines/heures creuses.

		RÉGIME DE COMPTAGE 3		
		WALLONIE	FLANDRE	BRUXELLES
SEGMENT CLIENT		<i>Par défaut</i> pour le client qui demande pro-activement un compteur intelligent. <i>Obligatoire</i> pour le volume de production dans le processus Infeed.		
AGRÉGATION	Granularité des données	Valeurs quart- ou horaires et agrégées par ToU		
	# Time of Use – gridfee	Déterminé par le GRD		
FRÉQUENCE	Fréquence de lecture	Déterminé par le GRD (en tenant compte de la loi et du règlement)		
	Fréquence de relève/communication pour facturation gridfee	<i>Par défaut</i> : annuelle	<i>Obligatoire</i> : mensuelle	
	Choix du client déterminant : limitée à annuelle ou mensuelle			
PÉRIODE	Fréquence de relève/communication pour information	<i>Obligatoire</i> : au moins mensuelle		
	Période de relevé	Dépend de la fréquence de relève/communication		
	Jour de relève			
	Jour de lecture			
	Jour d'envoi			
Jour de facturation				
BILLING INFO	Contenu	Volumes (kWh), index et courbes de charges		Volumes (kWh), index, courbes de charge et coûts (€)
	Niveau de validation	V3 (ou V1 ou V2)		
	Utilisation en Settlement	Oui si niveau de validation est V3		

Nous pensons que pour la gestion de la charge, le régime 3 devrait permettre, au moins pour les clients professionnels, de gérer la demande en fonction de signaux prix sur le marché de la commodité. On pense naturellement à un pilotage via une tarification adaptative. On parlera alors de :

- Time of use (TOU);
- Critical Peak Pricing (CPP);
- Real Time Pricing (RTP).

#### **4. Besoin de protection des clients finals :**

Lors de la mise en oeuvre du marché de la flexibilité, nous plaçons pour une approche «user-centric» qui consiste à mettre l'utilisateur final au cœur des différentes analyses de faisabilité, technique, économique, environnemental et social de ce marché.

Dans ce cadre, le client final devra bénéficier d'une protection renforcée. Cette protection peut notamment avoir égard :

- à la protection des données personnelles du client final ;
- à l'information adéquate du client final ;
- à la possibilité pour le client final de comparer les offres de services ;
- à la possibilité du client final de changer de fournisseur de services ;
- à la mise en place des services de plaintes,
- à l'accès non discriminatoire au réseau.

Cette protection est notamment prévue par différentes dispositions européennes. Ainsi, l'article 3, 7), de la directive 2009/72/CE prévoit que :

*« 7. Les États membres prennent les mesures appropriées pour protéger les clients finals et veillent en particulier à garantir une protection adéquate aux consommateurs vulnérables. ».*  
(Nous soulignons)

Dans le même sens, le rapport THINK souligne que :

*« Therefore, policy of empowerment and protection should be designed as such that consumers must be empowered to play a new role and at the same time must not be overly protected if this would prevent them from taking up this role. ».*

Il apparaît dès lors essentiel, au regard des dispositions européennes, de mettre en place des règles assurant une protection effective du client final en tant qu'acteur actif du marché de flexibilité.

C'est dans cette optique que nous apportons une attention particulière en faveur des actions suivantes:

- ✓ La sensibilisation du client final, via notamment une meilleure information des moyens d'adapter son comportement de consommation ;
- ✓ La recherche des solutions viables économiquement en termes de retour sur investissement pour ne pas alourdir la facture d'énergie des utilisateurs ;
- ✓ Les choix effectués par les clients finals doivent être basés sur des offres commerciales comparables et compréhensibles.
- ✓ Le respect de la vie privée en tenant compte des recommandations des autorités compétentes en la matière. Cet aspect doit être aussi analysé en tenant compte des discussions qui auront lieu dans le cadre du MIG6. Les régulateurs pourront jouer un rôle de facilitateur entre ATRIAS et la commission de protection de la vie privée.

### **6.5. Mise en oeuvre de la gestion de la demande pour les services système (balancing et services auxiliaires) vis-à-vis d'ELIA**

La participation de la demande aux services auxiliaires sous la forme de contrats « R3 ICH » n'est pas neuve pour Elia et les grands clients industriels.<sup>20</sup> Ces contrats sont d'ailleurs utilisés par Elia aussi bien pour le réglage de l'équilibre que pour la levée des congestions.

L'activation de ces contrats faisait jusqu'il y a peu intervenir comme acteurs du système le gestionnaire du réseau, le client industriel contractant, son fournisseur d'énergie et le responsable d'équilibre ayant ce consommateur industriel dans son portefeuille.

Au fur et à mesure de l'augmentation des besoins en flexibilité dans le système électrique européen en général – et ainsi en particulier dans le système électrique belge –, de nouvelles ressources ont été mises à disposition du système et de nouveaux acteurs dont le rôle n'est pas défini sont apparus dans les marchés.

---

<sup>20</sup> Voir section 4.2 ci-dessus.

Comme pour les services commerciaux, une définition légale ou réglementaire de nouveaux rôles, ainsi que des droits, obligations et responsabilités qui y sont associés, permettrait, même en l'absence d'un design de marché plus élaboré, de combler certaines lacunes qu'un contexte en mutation profonde a fait naître dans le système légal et réglementaire actuel et d'asseoir ainsi sur une base légale plus solide les relations entre les acteurs du marché.

Plusieurs modes de participation de la demande aux services auxiliaires et plus généralement aux services-systèmes sont envisageables, dont ceux mentionnés ci-dessous.

Le mode le plus simple apparaît lorsque le consommateur final met sa flexibilité à disposition de son BRP-fournisseur d'énergie, que celui-ci se charge de la mettre en œuvre par l'intermédiaire des produits définis par Elia et la valorise auprès du consommateur final sur la base d'une méthode convenue entre eux. Cela ne se distingue pas vraiment des services commerciaux évoqués précédemment et les limitations d'une telle approche y ont été mises en avant.

Une autre approche est une participation directe de la demande au réglage de l'équilibre en mode « balancing réactif », c'est-à-dire sans passer par les produits proposés par Elia. L'ordre d'activation de la participation de la demande vient soit du consommateur final lui-même, soit d'un agrégateur. Cette approche ne se conçoit qu'en présence d'une nomination, et la différence entre le prélèvement nominé et le prélèvement effectif devrait être valorisée au tarif de déséquilibre.

Une autre manière encore pour la demande de participer au réglage de l'équilibre est d'utiliser les produits définis par Elia par l'intermédiaire d'un agrégateur. L'ordre d'activation de la participation de la demande vient normalement de l'agrégateur. Dans cette approche, la valorisation de la participation de la demande doit être réglée contractuellement entre l'agrégateur et le consommateur final.

Dans une dernière approche, la demande participe au réglage de l'équilibre en utilisant les produits proposés par Elia sans passer par un agrégateur. L'ordre d'activation de la participation de la demande vient directement d'Elia, et la valorisation de la participation de la demande se fait conformément aux règles régissant le produit contracté avec Elia.

Dans le but de favoriser une participation de la demande aux marchés des services auxiliaires dans les trois dernières approches mentionnées ci-dessus, il est important de prévoir dans les contrats qui lient le consommateur final à son fournisseur d'énergie, et indirectement au BRP qui lui est associé, des clauses permettant au consommateur final de tirer le meilleur parti de sa participation aux services auxiliaires, que ce soit directement ou via un intermédiaire de son choix. Ainsi, il est important d'éviter les clauses d'exclusivité dans le contrat entre le consommateur final et son fournisseur d'énergie. De même, il est nécessaire que ce contrat n'empêche pas une rémunération de la participation du consommateur final aux services proposés par Elia, que ce soit directement ou via un intermédiaire.

D'autres barrières au développement de la participation de la demande existent, dont la plupart a déjà été évoquée précédemment dans le rapport, notamment dans la section relative aux rôles et dans celle relative aux services commerciaux.

Enfin, lorsque des produits développés par Elia permettent de faire appel à des ressources connectées aux réseaux des GRD, une mise en cohérence des approches aux niveaux fédéral et régional sera nécessaire pour éviter les dysfonctionnements et les freins au développement de la participation de la demande et de la liquidité du marché. En plus, il semble nécessaire de définir comment organiser l'arbitrage entre les utilisations possibles de la participation de la demande lorsque celle-ci est aussi utile pour la résolution de problèmes de sécurité d'exploitation apparaissant aussi bien au niveau du réseau de transport que des réseaux des GRD.

### **Produit « R3 DP » d'Elia**

Dans sa définition actuelle, le produit R3 DP demande encore quelques adaptations pour permettre de développer au mieux le potentiel de la demande qui est susceptible d'y participer. A cause du court laps de temps endéans lequel il a été mis au point, ce produit est actuellement dans un état temporaire dans le cadre d'une première année de mise en œuvre en 2014. Il peut bénéficier du retour d'expérience des acteurs du marché pour évoluer et les réunions organisées par Elia, Atrias et Forbeg ont permis de rassembler un premier retour d'expérience des acteurs sur la base des processus de préqualification et d'enchères.

Dans l'attente de l'évaluation de ce produit qui devrait être faite au 1<sup>er</sup> trimestre 2014, on peut citer certains points à améliorer et qui varient en fonction des rôles. Parmi ces points d'attention, on peut citer le processus de préqualification, le calendrier de mise aux enchères et ses interactions avec les mises aux enchères des autres produits d'Elia.

Un autre point souvent cité point à améliorer par les acteurs du marché est le contrat entre le DSO et le BSP.

Le contrat DSO-BSP, dans sa forme actuelle relative au produit R3 DP, tire entre autres son origine du fait que ni le rôle d'agrégateur ni celui de BSP n'est défini dans la législation ou dans la réglementation, privant ainsi les différents acteurs des marchés – dont les DSO – des bases légales ou réglementaires définissant les droits, les devoirs et les obligations des différents intervenants.

Ce contrat fait l'objet de discussions entre autres au sein de l'Expert Working Group organisées par Elia. Malgré que les concertations organisées par Forbeg et au sein de l'Expert Working Group d'Elia aient déjà permis de surmonter plusieurs difficultés relatives à ce contrat, différents aspects ont été qualifiés de problématiques du point de vue de l'un ou l'autre intéressé, tels que la préqualification, la responsabilité, l'assurance et les données de comptage.

Ces problèmes pourraient disparaître si la législation ou la réglementation apporte des solutions adéquates, notamment dans le cadre de la définition des rôles dans le marché.

## ***6.6. Mise en oeuvre de la gestion de la demande pour la gestion des congestions dans les réseaux de distribution***

### ***6.6.1. Flexibilité technique pour la gestion des congestions***

A l'heure actuelle, les GRDs rencontrent peu de problèmes de congestion, sauf dans certains cas dans des parties localisées aux extrémités du réseau de distribution. Il s'agit principalement des situations suivantes :

- problèmes de congestion localisés en amont du réseau de distribution, soit au niveau du transformateur d'ELIA (voire le cas échéant au niveau d'une ligne HT située en amont de ce transformateur) ;
- problèmes de surtension localisés à l'autre extrémité des lignes de distribution BT et à niveau très local (ex : une rue, ...)

La prise en compte de cette problématique intervient donc essentiellement lors de la planification des investissements, où, comme décrit précédemment, les hypothèses relatives au foisonnement des consommateurs permettent de garantir la capacité du réseau à rencontrer les besoins de ses utilisateurs.

Les opérateurs du réseau constatent progressivement la remise en cause de ce mode de gestion: l'intégration de productions décentralisées et la mise en oeuvre de flexibilité commerciale ne permettent plus de garantir la validité des hypothèses de foisonnement. Dans ce contexte, la flexibilité de la demande peut donc être considérée à la fois comme une cause de congestion (suite à une activation pour des besoins d'équilibrage du réseau par exemple) ou comme un moyen de l'éviter (en veillant à la correspondance entre production et consommation locale).

Dans les deux cas, les GRD devront évoluer progressivement vers une gestion plus active de leur réseau en veillant à préserver la sécurité du réseau tout en permettant au marché de la flexibilité commerciale de se développer.

### **6.6.2. Gestion des congestions sur la moyenne tension**

Dans ce cas-ci, c'est le gestionnaire de réseau de distribution qui achète les services de flexibilité dans le cadre de la gestion opérationnelle de son réseau. Il peut directement acheter ces services auprès de l'utilisateur du réseau ou, autrement, par l'intermédiaire d'un FSP.

Comme indiqué ci-dessus, les spécifications techniques pour les services doivent être établies en étroite concertation entre l'offreur et le demandeur de ces services.

Si le gestionnaire de réseau achète directement les services de l'utilisateur du réseau, les parties qui assurent la livraison d'énergie et l'équilibre au point d'accès doivent être informées, aussi bien de la simple existence de la réservation du service que de l'activation de ce dernier. Ceci a en effet un impact sur les positions commerciales dans leur portefeuille. Cette exigence doit être toutefois appréhendée et évaluée en tenant compte des coûts/bénéfices pour être économiquement raisonnable.

L'aspect principal en l'occurrence est la rémunération de ce service. Contrairement à la situation commerciale mentionnée sous 6.4, un cadre réglementé doit être prévu à cet effet. En effet, il n'y a qu'un seul demandeur de ce service (monopsonne), et le nombre d'offreurs peut largement dépendre de la situation locale spécifique.

Alternativement, des utilisateurs du réseau pourraient être tenus de prévoir cette flexibilité technique sans rémunération, ce qui ne semble cependant pas équitable, étant donné que.

- les utilisateurs du réseau sont lésés dans leurs droits de prélever ou d'injecter de l'énergie ;
- les fournisseurs et les BRP sont influencés dans leurs activités commerciales;
- les gestionnaires réseaux ne peuvent pas être incités directement à une gestion qualitative du réseau.

Étant donné que les réseaux MT ont été historiquement développés en fonction d'un profil de demande connu, le développement du réseau n'a pas été basé sur une synchronicité illimitée. On peut dès lors se demander si la fourniture d'une fourchette limitée de flexibilité pourrait être imposée aux utilisateurs du réseau sans rémunération.

Actuellement, il existe dans la législation régionale une petite base juridique pour l'offre de flexibilité technique. Les autorités de régulation plaident pour que l'on définisse légalement les modalités d'un règlement.

Un système de rémunération doit être instauré judicieusement afin d'éviter les comportements indésirables sur les marchés et de veiller à ce que le service ne soit rémunéré qu'une seule fois.



À cet égard, une distinction peut (si nécessaire) être faite entre le réglage de la production et de la consommation.

*Conclusion :*

La participation de la gestion de la demande (et pareillement pour la production) au service technique vis-à-vis des gestionnaires de réseau requiert une assise légale, après quoi les modalités techniques pourront être établies dans le Règlement technique de distribution.

### **6.6.3. Gestion de la congestion sur la basse tension**

Parmi les solutions déjà analysées, en Wallonie en particulier, nous pouvons citer le recours à la télécommande centralisée (TCC) comme moyen de lever certaines congestions en complément des compteurs intelligents. Ci-après une description succincte des solutions analysées.

Le potentiel de déplaçabilité des charges en basse tension peut être exploité dans délais relativement courts. Les GRDs disposent en effet déjà de la TCC qui leur permet d'opérer un basculement des plages tarifaires applicables aux compteurs bi-horaires et exclusifs nuit, et demain des compteurs intelligents restés sous le régime de comptage classique (régime par défaut). Cet outil, en permettant à la charge de compenser en tout ou partie l'excédent d'injection, peut contribuer à résoudre des problèmes de congestion, en particulier localisés au niveau du transformateur d'ELIA.

Le recours à la télécommande centralisée peut également contribuer à limiter les problèmes de surtension locale présents sur une ligne consécutifs à la présence de productions décentralisées photovoltaïques. Le caractère très local de ces situations peut parfois limiter le bénéfice potentiel à attendre de cet outil, ce qui peut justifier le recours à des solutions complémentaires (ex : diminution de la tension du transformateur local, renforcement du réseau, ...).

En toutes hypothèses, le basculement des plages tarifaires doit être réalisé d'une façon à réduire l'impact des déplacements de charges auprès des fournisseurs, ce qui suppose une information adéquate vers ceux-ci, voire une compensation pour l'impact sur leurs activités. En effet, le basculement des plages tarifaires a comme conséquence pour eux qu'ils devront facturer une partie de l'énergie consommée à un tarif qui ne correspond pas à leur prix d'achat.

L'expérience a également montré que cet outil doit être intelligemment utilisé afin de ne pas perturber le fonctionnement de certains systèmes de chauffage électrique, plus spécifiquement ceux qui disposent d'un système de régulation interne nécessitant un fonctionnement durant plusieurs heures d'affilée.

Les GRDs auront à l'avenir également la possibilité de fixer des time frames<sup>21</sup> pour les compteurs intelligents passés sous régime de comptage smart compatibles avec la gestion de leurs réseaux.

## **7. Conclusion**

Les régulateurs tiennent à souligner l'intérêt de cet exercice, où la collaboration entre les 4 régulateurs de l'énergie a permis le développement progressif d'une compréhension commune des

---

<sup>21</sup> Les time frames correspondent à la manière avec laquelle les GRD valorisent les time-of-use qui correspondent aux intervalles de temps (plage horaire) pendant lequel les données de comptages sont cumulées/agrégées (exemples : tarif heure creuse, tarifs heure pointe, tarif exclusif nuit).

différents enjeux. Le présent rapport ne constitue toutefois pas un aboutissement mais bien les prémisses d'un programme de travail qui est appelé à se poursuivre dans les mois et années à venir.