Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél.: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09

COMMISSION DE REGULATION
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)160122-CDC-1459

sur

"les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique"

RAPPORT INTERMEDIAIRE

réalisée en application de l'article 23, § 2, alinéa 2, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

22 janvier 2016

TABLE DES MATIERES

EXECUTIVE SUMMARY 3

I. INTRODUCTION 7

II. OBJET DE L'ETUDE 8

III. GLOSSAIRE ET TYPOLOGIES 9

III.1 Glossaire 9

III.2 Typologies 11

IV. OBSTACLES A LA PARTICIPATION DE LA DEMANDE AUX MARCHES 12

IV.1 Introduction 12

IV.2 Obstacles identifiés par les acteurs du marché 12

IV.3 Obstacles identifiés par les régulateurs européens 18

IV.4 Conclusion 21

V. DEFINITION D'UN MODELE DE MARCHE POUR LA GESTION DE LA DEMANDE 22

V.1 Principes 22

V.2 Rôles de marché 27

V.3 Proposition d'un modèle de marché pour le transfert d'énergie 28

VI. AMELIORATION DES PRODUITS 60

VII. CONCLUSION 71

VII.1 Recommandations 71

VII.2 Plan d'action 72

ANNEXE 1 73

ANNEXE 2 84

EXECUTIVE SUMMARY

1. Dans un système confronté à une forte augmentation des productions intermittentes, une augmentation de la gestion de la demande permettrait de lisser les pics de prix et de contribuer davantage à la sécurité d'exploitation des réseaux ainsi qu'à la sécurité d'approvisionnement du système. Dans ce contexte, la CREG estime important de favoriser la participation de la demande aux différents marchés de l'électricité.

2. Pour favoriser le développement de la gestion de la demande en Belgique, la CREG a adopté une démarche interactive. Dans un premier temps, elle a consulté les acteurs du marché pour leur demander quels étaient selon eux les principaux obstacles. L'analyse des réponses a permis à la CREG d'identifier trois obstacles relevant de son domaine de compétence :

- l'absence d'un modèle de marché permettant aux clients finaux de valoriser leur flexibilité auprès d'un tiers différent de leur fournisseur (transfert d'énergie) ;
- la difficulté, voire l'impossibilité pour la gestion de la demande d'accéder à certains produits du gestionnaire du réseau de transport ;
- la difficulté d'accéder aux marchés de l'électricité.

3. Dans un second temps, par l'intermédiaire de ce rapport, la CREG soumet aux acteurs du marché les pistes de solutions qu'elle propose pour lever ces obstacles et souhaite collecter leurs réactions. Dans ce but, elle organisera une consultation publique et un *workshop* au début de l'année 2016.

Les pistes de solutions sont de trois ordres :

- **une proposition d'un modèle de marché pour le transfert d'énergie** permettant de faciliter l'accès de la gestion de la demande aux différents marchés**.** Ce modèle repose sur le principe de la liberté pour tout client final de valoriser sa flexibilité auprès du fournisseur de flexibilité (FSP) de son choix sans que ni son fournisseur ni le BRP de celui-ci ne puissent s'y opposer. Ceci ne nécessite pas la création d'un nouveau marché, mais requiert l'ouverture de tous les marchés existants, dans des conditions qui permettent d'établir une saine concurrence entre les différents types d'offreurs de flexibilité. Ceci implique la **définition d'un cadre légal** précisant les rôles des différents acteurs impliqués dans l'échange de la flexibilité de la demande ainsi que leurs droits et obligations.

Le modèle de marché proposé repose sur les principes de base repris ci-dessous.

Principe 1 – tout client final a le droit de valoriser sa flexibilité sans que son fournisseur ni le BRP de celui-ci puisse s'y opposer.

Principe 2 – tout client final a le droit de choisir son FSP indépendamment de son fournisseur d'électricité.

Principe 3 – le FSP doit assumer la responsabilité d'équilibre de l'activation de la flexibilité liée à la demande qu'il gère.

Principe 4 – l'intervention d'un FSP ne peut se faire au détriment d'autres parties. Ceci implique :

4.1. la nécessité de corriger le périmètre d'équilibre du BRP source ;

4.2. la nécessité de compenser financièrement le fournisseur d'électricité du client final source.

Principe 5 – la correction des périmètres d'équilibre doit être réalisée de façon centralisée, par une entité neutre disposant des compétences requises.

Principe 6 – pour ce qui concerne la compensation financière, si elle n'est pas automatique, (et dans un second temps éventuellement le choix de la baseline), la négociation commerciale doit être privilégiée. Si elle n'aboutit pas, ou si elle n'est pas envisageable, une solution par défaut doit pouvoir être imposée de façon à éviter que des offres de gestion de la demande ne puissent être prises en compte.

Principe 7 – du point de vue du fonctionnement du marché, il est souhaitable que toute activation empêchée par un gestionnaire de réseau soit indemnisée (NB : pour les points EAN raccordés au réseau de distribution, cela relève de la compétence régionale).

Principe 8 – le client final est le détenteur de ses données de mesure et de comptage et peut les transmettre librement.

Principe 9 – la confidentialité des données commercialement sensibles doit être assurée.

Principe 10 – une seule facture doit être transmise au client final pour sa consommation d'électricité.

La CREG suggère, d'une part, la mise en place d'un **modèle centralisé de gestion des données** liées aux volumes de flexibilité permettant la correction du périmètre d'équilibre du BRP du fournisseur du client final source ainsi que la vérification de la fourniture de flexibilité réalisée par le FSP et, d'autre part, soit la mise en place d'un **système bilatéral de compensation financière entre le FSP et le fournisseur** du client final source avec une **solution par défaut** qui s'imposerait aux parties en cas de désaccord, de façon à éviter que des offres de gestion de la demande ne puissent pas être prises en compte, soit la correction de la mesure de la consommation du client final source et la création d'un fonds de compensation ;

- **des propositions d'adaptation de certains produits du gestionnaire du réseau de transport (GRT)**, de façon à en permettre/faciliter l'accès par la demande, en concurrence avec la production, et de les conformer au modèle de marché proposé. Dans ce but, la CREG recommande de remplacer la définition de produits sur la base des caractéristiques d'une technologie par une définition basée sur les besoins du GRT, le seul motif d'exclusion d'une technologie étant l'impossibilité avérée pour celle-ci de répondre au besoin. Ceci implique, de façon plus spécifique :
  - l'ouverture des produits R1 symétrique 100 mHz, 200 mHz et R1 asymétrique à la baisse à d'autres ressources que les unités associées à un contrat CIPU et, dans cette mesure, l'ouverture de ces produits à la demande ;
  - l'ouverture de la R2 à la demande, éventuellement après la mise en œuvre d'un projet pilote ;
  - la refonte des produits de la R3 de façon à en permettre l'accès aux différentes technologies ainsi que l'introduction d'un prix d'activation permettant une activation sur la base d'un *merit order*.
  - L'ouverture des offres libres de R3 à toutes les technologies, ce qui implique la mise en place de la plateforme *bid ladder* en 2017. Le transfert des offres entre le marché Belpex CIM et cette plateforme devrait être facilité.

Ces évolutions doivent s'inscrire dans le cadre de la convergence vers un marché intégré du *balancing* au niveau européen.

- Pour ce qui concerne l'accès aux marchés de l'électricité, aucun obstacle particulier n'a été décelé, toutefois le développement de nouveaux produits tenant mieux compte des contraintes spécifiques de certains types d'effacement pourrait être envisagé sur Belpex DAM. Sur Belpex CIM, le principal obstacle vient du manque de liquidité. Le développement de produits quart horaires sur ces deux marchés serait bénéfique, mais verrait son efficacité accrue s'il était réalisé en coordination avec les pays voisins.

4. La CREG souhaite recueillir les réactions des acteurs du marché à sa proposition de modèle de marché par courriel à l'adresse suivante : consult.demand@creg.be et organisera un workshop au début de l'année 2016.

I. INTRODUCTION

5. En vue de la transposition partielle de la Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, l'article 6 de la loi du 28 juin 2015 portant des dispositions diverses en matière d'énergie a attribué une nouvelle mission à la CREG. Ainsi, en vertu de l'article 23, § 1er, 5°*bis* de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « loi électricité »), la CREG est désormais chargée de prendre toutes les mesures raisonnables pour encourager les ressources portant sur la demande, telles que les effacements de consommation, à participer au marché de gros au même titre que les ressources portant sur l'offre.

6. Par ailleurs, dans son premier paquet de mesures en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique, le Gouvernement fédéral a chargé la CREG d'«*examiner les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande*».

7. Dès lors, et en relation avec ses missions traditionnelles (notamment la surveillance du fonctionnement du marché de l'électricité, la régulation des services auxiliaires et le contrôle de la réserve stratégique), la CREG, après consultation des acteurs du marché, a réalisé la présente étude relative aux options possibles pour lever les obstacles au développement de la gestion de la demande.

8. Cette étude fait suite à un rapport des quatre régulateurs belges concernant l'adaptation du cadre réglementaire pour le développement de la gestion de la demande publié le 3 février 2014[1].

9. Dans ce cadre, la CREG souhaite d'abord soumettre aux acteurs du marché un rapport intermédiaire qui servira de base à l'organisation d'une consultation publique et d'un *workshop* début 2016.

10. Outre l'*executive summary* et l'introduction, le présent document comporte six chapitres :

- le chapitre 2 précise l'objet de l'étude ;
- le chapitre 3 contient la définition de certains termes utilisés ;

[1] http://www.creg.info/pdf/Divers/Rapport140203FR.pdf

- au chapitre 4, la CREG synthétise les obstacles identifiés par les acteurs du marché et par les régulateurs européens ;
- les propositions de la CREG pour un modèle de marché sont reprises au chapitre 5 ;
- le chapitre 6 reprend les améliorations que la CREG suggère aux produits proposés sur les différents marchés ;
- le chapitre 7 contient la conclusion de l'étude ainsi que la proposition d'un calendrier de mise en œuvre.

Le Comité de direction de la CREG a approuvé ce rapport intermédiaire lors d'une procédure écrite le 22 janvier 2016.

II. OBJET DE L'ETUDE

11. La gestion de la demande revêt de multiples aspects. La CREG a souhaité focaliser son analyse sur les adaptations à apporter au *design* des différents marchés (marchés de l'électricité, des services auxiliaires et de la réserve stratégique) afin de favoriser la participation de la demande à ces marchés.

La réflexion se centre donc sur la mise en place d'un cadre favorable à la commercialisation de la gestion de la demande. Ce cadre implique une définition claire des rôles, droits et obligations des différents intervenants, la possibilité de transférer l'énergie ainsi que l'accès à l'information.

III. GLOSSAIRE ET TYPOLOGIES

III.1 Glossaire

Agrégateur désigne 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[2].

Bid ladder désigne le projet de plateforme du GRT où les acteurs du marché peuvent offrir toute la flexibilité disponible pour les produits de mFRR (réserve tertiaire).

BRP (*balance responsible party*) se réfère à un responsable d'équilibre *(A market participant or its chosen representative responsible for its imbalances[3])*. Dans la présente étude, **BRP source** vise le BRP ayant dans son portefeuille le point d'accès du client final source, le **BRP du FSP** vise le BRP associé au FSP et **BRP du FRP** désigne le BRP associé au FRP. Dans le cas de produits du GRT, le FRP et son BRP sont le GRT lui-même.

Client final se réfère à toute personne physique ou morale achetant de l'électricité pour son propre usage[4]

Client final source se réfère au client final qui valorise sa flexibilité.

FDM (flexibility data manager) se réfère à l'entité qui gère les données liées au volume de flexibilité et à l'identité des parties impliquées dans les transactions de flexibilité.

Flexibilité est la capacité des clients finaux de modifier leur profil de consommation en fonction de signaux extérieurs envoyés par les acteurs du marché de l'électricité.[5]

[2] Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, article 1er, 45).
[3] *Framework Guidelines on Electricity Balancing*, ACER, FG-2012-E-009, 18 September 2012
[4] Art. 2, 14° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité
[5] Rapport des quatre régulateurs de l'énergie du 3 février 2014 concernant l'adaptation du cadre réglementaire pour le développement de la gestion de la demande.

Fournisseur désigne toute personne physique ou morale qui vend de l'électricité à un ou des client(s) final(s); le fournisseur produit ou achète l'électricité vendue aux clients finals[6].

FRP (*flexibility requestor party*) se réfère à l'acheteur de la flexibilité.

FSP (*flexibility service provider*) se réfère à un fournisseur de flexibilité, et dans le cadre de la présente étude, à un fournisseur de flexibilité de la demande.

Le **BSP** (*balancing service provider*) est le nom donné au FSP lorsque l'on considère la fourniture de services de *balancing* prévus dans le projet de *network code balancing*. Dans le cadre de cette étude, il n'est donc pas distingué du FSP.

Gestion de la demande ou **participation de la demande** désigne la capacité d'un client final source de modifier volontairement son prélèvement net (puissance active) mesuré par un compteur ou un sous-compteur, à la hausse ou à la baisse, en fonction de signaux extérieurs.

La référence au prélèvement net d'électricité signifie que la notion de gestion de la demande est envisagée au sens large. Le mode de gestion du prélèvement sur le réseau peut provenir d'une réduction de la consommation, mais également d'une augmentation de la production en aval du compteur de tête ou du sous-compteur ou de l'utilisation de capacités de stockage. Cette option présente l'avantage d'être neutre sur le plan technologique, mais, également le risque d'encourager le développement d'unités de production de secours peu performantes et polluantes au détriment de la flexibilisation du profil de consommation.

GR (gestionnaire de réseau) désigne indifféremment le GRT ou le GRD.

GRD désigne un gestionnaire de réseau de distribution.

GRT désigne le gestionnaire de réseau de transport.

Intermédiaire désigne le client final source ou le FSP qui achète de l'électricité en vue de la revendre.

Période d'activation désigne la période pendant laquelle l'activation est réellement demandée par l'acheteur de la flexibilité.

[6] Art. 2, 15*bis* de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Point de comptage désigne l'endroit d'un réseau de GR ou d'un réseau privé où une mesure de la flexibilité activée sur la demande est réalisée. Cette mesure peut être faite au moyen d'un compteur de tête ou d'un sous-compteur.

Transfert d'énergie désigne l'activation de la flexibilité de la demande impliquant deux BRP et/ou deux fournisseurs distincts.

III.2 Typologies

Usages de la gestion de la demande :

Usage fonction d'un signal prix:

ENDEX
BELPEX DAM
BELPEX CIM
Marché du déséquilibre[7]

Les fournisseurs et leurs BRP y voient une diversification de leurs sources d'approvisionnement ainsi qu'un nouvel instrument dans la gestion de leur relation avec leurs clients.

Usage fonction d'un signal extérieur (dans le cadre d'un contrat avec le GRT) :

Réserve stratégique
Services auxiliaires :
- FCR (R1)
- aFRR (R2)
- mFRR (R3 y compris les free bids)
- Gestion des congestions

Délestage volontaire non rémunéré (plan *off on*,…)

Niveau de raccordement des clients finaux :

Au réseau de transport : au-delà de 70 kV
Au réseau de transport local et régional : de 30 kV à 70 kV
Au réseau de distribution :
- Haute tension : de 1 kV à 30 kV
- Basse tension : inférieur à 1 kV

Régime de comptage de la consommation :

Compteur AMR :	mesure quart horaire de la consommation
Compteur MMR :	mesure mensuelle de la consommation
Compteur YMR :	mesure annuelle de la consommation (profil de consommation calculé sur base de moyennes statistiques)

[7] Sur ce marché, le BRP, ou un client final si son contrat le permet, peut réagir au signal de prix de déséquilibre en se mettant délibérément en déséquilibre dans le sens opposé au déséquilibre de la zone.

IV. OBSTACLES A LA PARTICIPATION DE LA DEMANDE AUX MARCHES

IV.1 Introduction

12. La CREG a organisé, entre le 7 et le 30 septembre 2015 une consultation publique des acteurs du marché à l'aide du questionnaire joint en annexe 1.

13. Vingt-huit réponses ont été reçues. Elles émanent des catégories d'acteurs du marché suivantes :

Client final raccordé au :
réseau de transport
réseau de distribution avec compteur quart-horaire
Fournisseurs/BRPs
Agrégateurs indépendants
Régulateurs régionaux
Gestionnaires de réseau (GRT, GRD)
Belpex
Edora
Consultant

La CREG n'a reçu aucune réponse de clients résidentiels. A cette exception, l'échantillon peut donc être considéré comme représentatif.

14. Actuellement, certains clients finaux peuvent déjà valoriser leur flexibilité, soit auprès de leur fournisseur d'électricité lorsque celui-ci leur propose ce service, soit de façon limitée auprès d'un agrégateur, soit auprès du GRT.

IV.2 Obstacles identifiés par les acteurs du marché

15. Les principaux obstacles identifiés par les participants à la consultation publique à un développement plus important de la gestion de la demande sont soit communs à tous les marchés, soit spécifiques à un marché. Ils sont regroupés ci-dessous par catégorie. La

CREG souligne que les obstacles repris dans le présent chapitre sont ceux cités par un ou plusieurs acteurs de marché mais pas nécessairement par la CREG.

IV.2.1 Obstacles généraux

- **Obstacle régulatoire**

  Absence d'un cadre régulatoire clair qui précise les rôles et responsabilités des parties. Absence de définition du rôle de FSP, de la relation entre FSP, BRP et fournisseur pour ce qui concerne le transfert d'énergie et la compensation financière, le point de blocage essentiel étant le problème de confidentialité des données lorsque l'activation de la flexibilité est réalisée par un FSP distinct du fournisseur du client final source. D'une part, les agrégateurs indépendants veulent garder la confidentialité sur les points EAN auprès desquels ils ont contracté de la flexibilité alors que les fournisseurs et les BRP source veulent disposer d'informations pour remplir correctement leurs obligations en matière d'équilibre et évaluer les éventuels surcoûts dont ils pourraient tenir compte dans le cadre des futures relations contractuelles avec leur client. D'autre part, les fournisseurs veulent garder la confidentialité sur le prix de fourniture de l'électricité à leurs clients, alors que cette information est nécessaire dans certains modèles de marché pour permettre leur compensation financière en cas d'activation de la flexibilité.

  <u>Spécifiquement pour les clients raccordés au réseau de distribution (ne relève pas des compétences de la CREG)</u>

  Les plus petits clients raccordés au réseau de distribution basse tension ne peuvent être leurs propres détenteurs d'accès et ne peuvent donc pas participer directement au marché. Considérant qu'aucun cadre n'est encore défini pour valoriser leur flexibilité, aucune rémunération ne peut y être associée.

  Les règles actuelles d'allocation des volumes d'énergie injectés ou prélevés ne permettent pas d'utiliser la flexibilité en basse tension pour équilibrer le portefeuille des BRP.

  Il convient de veiller à ce que certaines modalités des contrats de raccordement n'imposent pas de restrictions non justifiées à l'exercice de la flexibilité.

L'ouverture du marché de la gestion de la demande est jugée trop lente pour les clients finaux raccordés au réseau des GRD et les tâches administratives pour la pré-qualification sont jugées trop lourdes (contrôle de la conformité du contrat de raccordement, étude NFS[8], mandats, contrat GRD/FSP, contrat GRT/FSP, installation et validation d'un sous-compteur,…).

- **Obstacles économiques et commerciaux**

  Pour les clients résidentiels – et complémentairement à l'impossibilité pour eux d'être leur propre détenteur d'accès –, il manque un *business case* suffisamment positif pour les motiver à valoriser leur flexibilité, dans la mesure où la composante énergie de la facture est relativement peu importante.

  Dans certains cas, l'effet rebond peut pénaliser le client en l'exposant à un tarif de réseau plus élevé s'il dépasse sa capacité contractuelle.

  Les coûts commerciaux et d'investissement sont relativement élevés par rapport aux incertitudes liées à l'intérêt du marché et aux revenus.

  L'entrée de nouveaux acteurs sur le marché est entravée par le fait que les agrégateurs font signer à leurs clients des contrats de longue durée ou des contrats prévoyant une reconduction tacite.

  Le coût des solutions de sous-comptage proposées par le GRT et les GRD est jugé élevé et il existe peu d'offre et d'expertise de la part d'acteurs indépendants du GRT/GRD.

- **Obstacle comportemental**

  Manque d'intérêt de la part des clients. Pour les clients industriels, il s'agit d'une activité qui se situe en dehors de leur *core business*. Ils veulent que celui-ci soit le moins perturbé possible et ne sont donc, pour la plupart, pas prêts à être activés sur base régulière. Certains manquent de connaissances du marché de l'électricité et des opportunités offertes par la gestion de la demande. Par ailleurs, les clients préfèrent une rémunération fixe et peu d'activations.

  Pour les clients résidentiels, le confort prime.

[8] *Network Flex Study* : étude de réseau qui permet au GRD de vérifier le risque de congestion du réseau en cas d'activations synchrones.

- **Obstacles techniques**

  Absence de mesure quart-horaire (horaire) de la consommation de la plupart des clients des GRD. Or, il s'agit d'un prérequis pour que le client soit exposé au signal prix du marché et pour mesurer sa flexibilité.

  Absence de standards pour les équipements techniques (notamment les sous-compteurs), avec notamment le risque que les équipements installés par un FSP ne puissent être utilisés par un autre, entravant de cette façon le développement de la concurrence entre FSP.

IV.2.2 Obstacles relatifs à l'organisation des différents marchés

Endex

- Sur Endex, la définition du produit (*baseload blocks*) ne correspond pas aux caractéristiques de produits flexibles.

Belpex DAM

- L'accès étant réservé aux seuls BRP, l'accès direct d'un FSP aux marchés *day ahead* et *intraday* est impossible.
- Pour accéder au statut de BRP, les fonctionnalités de l'outil IT mis à disposition par le GRT pour réaliser les nominations ne sont pas complètement adaptées aux exigences des clients-consommateurs.
- La nécessité de faire des offres de minimum 1 MW est un obstacle à l'entrée de nouveaux agrégateurs notamment sur le marché.

Belpex CIM

En plus des limitations citées pour le Belpex DAM :

- Un manque de liquidité.
- Il n'existe qu'un produit horaire, principalement utilisé pour réduire le coût de déséquilibre ; or, dans beaucoup de cas, ce coût est relativement faible. Un marché quart horaire serait bénéfique.

Marché des services auxiliaires

- Complexité des produits, multiplicité de produits différents, ce qui freine les décisions d'investissement pour développer la gestion de la demande.
- Absence de *level playing field* entre services auxiliaires (notamment en termes de calendrier des appels d'offres).
- Instabilité des règles de fonctionnement et des volumes contractés.
- Délais trop courts entre la publication des *balancing rules* et la date de remise des offres pour permettre une bonne prospection des clients.
- Accès de la gestion de la demande limité aux produits R1 load et R3 DP, ce qui empêche le développement d'un large portefeuille de flexibilité sur la demande. La R1 symétrique et la R2 ne sont pas ouvertes à la demande. Dans ce cadre, la participation des seules unités sous contrat CIPU et la limitation de l'octroi de ces contrats aux unités d'une puissance supérieure à 25 MW constitue un obstacle à l'offre de services à partir d'unités de type cogénération.
- Inadaptation du produit ICH pour les agrégateurs du fait que les offres doivent être remises par point EAN et pas via un portefeuille de points.
- Durée de contractualisation trop longue ce qui augmente le risque financier. Un *sourcing* par semaine ou par jour permettrait à la gestion de la demande - mais aussi aux unités de cogénération, hydrauliques et biogaz - de remettre de meilleures offres. Le projet de *bid ladder* n'est pas encore développé alors qu'il pourrait mettre tous les types de flexibilité en compétition.
- La nécessité de remettre des offres d'1 MW minimum est un obstacle à l'entrée de nouveaux agrégateurs sur le marché. Il faudrait également réduire la taille de l'incrément par exemple pour le produit R3DP.
- Tant qu'il n'y a pas de clarté sur la correction ou non du périmètre d'équilibre et tant que des divergences existeront entre produits, le FSP fera face à des incertitudes majeures pour le développement de son portefeuille et pour l'élaboration de contrats bilatéraux avec le détenteur de la flexibilité. La non-correction du périmètre du BRP engendre des problèmes concrets pour des produits où beaucoup d'énergie pourrait être activée (R1 sym et R2) :

- en cas de réduction de la demande, le BRP bénéficie du tarif de déséquilibre. Le FSP ne peut remettre des offres compétitives que si son BRP lui transfère le ***windfall profit*** dont il bénéficie (différence entre le prix de vente et le tarif de déséquilibre) ;
- en cas d'augmentation de la demande, le BRP sera exposé au tarif de déséquilibre et va donc s'opposer à la participation du FSP si son périmètre n'est pas corrigé ;
- pour les produit symétriques : il peut aussi y avoir des volumes significativement différents à la hausse ou à la baisse ce qui aboutit au même problème.

Il faut une distinction claire entre FSP et BRP pour s'assurer que chacun est rémunéré pour le service qu'il a effectivement fourni.

- En R2, le prix d'activation est limité (*cap* et *floor*), en R3DP, il n'y a pas de prix d'activation. Tous les produits devraient avoir un prix d'activation et les activations devraient être réalisées sur la base d'un *merit order*, (à l'exception du produit R1 pour lequel ce n'est pas possible puisque l'activation est rapide et automatique, en réponse à une déviation de fréquence). Les arguments sont les suivants :
  - la possibilité de remettre un prix d'activation permettrait d'ouvrir le marché à de nouvelles technologies et à de nouveaux processus de gestion de la demande ;
  - les processus avec des coûts d'activation élevés seraient activés moins souvent ;
  - c'est déjà d'application aux Pays-Bas et en Allemagne et cela pourrait donc faciliter les flux transfrontaliers.

Marché de l'adéquation (réserve stratégique)

- Complexité des produits et des formules qui rend plus difficile la relation contractuelle entre le FSP et le détenteur de flexibilité.
- Le périmètre du BRP n'est pas toujours corrigé.

- Contraintes trop importantes imposées par Elia.
- Pas de possibilité de prendre la production locale (notamment les groupes de secours en ilotage c'est-à-dire non raccordés au réseau) en compte. La loi devrait être adaptée pour définir la flexibilité de la demande comme une réduction du prélèvement et pas uniquement comme une réduction de la consommation.
- La réserve stratégique ne doit pas faire une concurrence déloyale aux produits de *balancing* en offrant une rémunération plus élevée.
- Besoin de plus de temps pour la prospection entre la publication des règles de fonctionnement et la remise des offres.
- La possibilité prévue par la loi d'imposer un prix lorsque l'offre est jugée manifestement déraisonnable peut décourager certaines offres.

Contrats d'équilibre du portefeuille du BRP

- La flexibilité des clients résidentiels ne peut être utilisée pour l'équilibrage du portefeuille d'un BRP (cfr règles d'allocation en vigueur).

IV.3 Obstacles identifiés par les régulateurs européens

16. Dans leur réponse conjointe à la consultation de la Commission européenne au sujet d'un nouveau *design* du marché de l'électricité, CEER et ACER ont identifié les obstacles suivants :

There are numerous obstacles that could be identified as hampering the participation of demand-side response in the market.

a) ***Price incentives.*** *The energy market is currently going through the transition where there is an oversupply on the generation side and policy interventions driving the electricity prices to historically low and less volatile levels. Thus, for the time being, limited price incentives seem to be the main cause of low participation of DSR. In many European countries, regulated prices for household customers continue to apply, acting as a major entry barrier. As a general principle, regulated prices distort competition in the market and prevent a level playing field between competing suppliers.*

b) ***Cultural barriers**. These include a lack of understanding of the value of flexibility, or a lack of willingness to provide or use flexibility due to, e.g. institutional biases, lack of confidence in the flexibility programmes, lack of trust in market actors (e.g. even with smart meters, consumers may not see the value – in terms of € saved). In this respect, identifying "business models" for the development of DSR might address some of these barriers.*

c) ***Regulatory barriers**. These include a lack of clarity regarding the roles and responsibilities of parties in using and providing flexibility and gaps in the regulatory framework (e.g. for aggregators, where a definition of roles and responsibilities is either not existent or not clear). Data management can also be a barrier to entry in a regulatory context. We believes that efficient, safe and secure data exchange between stakeholders is vital to reducing entry and growth barriers and to ensuring retail market functioning.*

d) ***Structural barriers**. These may include costs relating to investment, R&D and economies of scale which may make procuring or providing flexibility costly (this particularly applies to other sources of flexibility, such as battery storage, where costs are still too high to make it a competitive option) in relation to the economic benefits. Moreover, insufficient unbundling may be a structural entry barrier for new suppliers. For example, the use of similar branding (brand bundling) can result in customers associating a DSO with its vertically-integrated incumbent, giving the supplier of the same group a competitive advantage in the market (vis-à-vis new entrants).*

e) ***Metering barriers**. The expansion of DSR beyond large industrial consumers requires that end-user consumers have appropriate metering in place to record their consumption and timely and user-friendly access to their data to be able to respond to price signals.*

Day-ahead, intraday and balancing market rules should effectively remove barriers that hamper the participation of consumers. Such market rules are expected to enable a fair participation of DSR in energy markets where economically sensible. In any case, the provision of DSR services should remain voluntary and should not benefit from non-competitive advantages. The purpose of any market rules developed for this purpose should not be to unconditionally increase DSR volumes, but to do so only if the price signals reveal that there is a market need and an added value in such participation. These rules should:

a) *remove any form of price caps or price regulation at the wholesale and retail levels in order to establish transparent price signals, both for consumers and*

generators. As a general principle, regulated prices distort competition in the market and prevent a level playing field between competing suppliers. They should be abolished as soon as practicable. Regulated prices set below cost levels represent an absolute barrier for actors entering the market and trying to acquire customers and they are therefore detrimental to the functioning of retail markets. But even when they are set above entry costs, they may discourage switching. Regulators fully support the European Commission's call to phase out regulated prices. In addition to adequate pricing revealing scarcity conditions, this would facilitate the emergence of proper price signals and incentives for the development of DSR;

b) *DSOs need to facilitate new arrangements by acting as neutral market facilitators with the interest of the IEM at the forefront. This requires a sufficient level of unbundling between suppliers and associated DSOs. With the increasing penetration of distributed (including RES-based) generation, DSOs will be called to manage their systems in a more active way, similarly to TSOs, including by taking responsibility for managing congestions using local resources connected at the distribution level (with DSR among them). Therefore, the cooperation between DSOs and TSOs should be enhanced. Moreover the same level of separation of DSO functions from other activities, as envisaged for TSOs, should be considered. Exceptions could be maintained for very small DSOs, which are unlikely having to perform TSO-like functions. In this respect, we suggest significantly reducing the current de minimis threshold;*

c) *provide for flexible short-term markets and enhance the opportunities for participation of all flexible responses, and in particular of DSR in these markets;*

d) *enable efficient functioning of retail markets that facilitates new entry and companies to innovate and offer their clients new products and services. If there is value and a positive business case for these (DSR) products up the value chain, and consumers gain interest in such products, they will develop in the market.*

Transparent, efficient and, where feasible, widely harmonised data management processes are essential. In addition, the need for new entrants to contract/interact with many DSOs in order to offer DSR services in a country can also be a barrier to entry. The existence of standardised data formats, contracts and data hubs could help address this. Furthermore, with the arrival of aggregators and other third parties in retail markets, new opportunities and challenges arise related to data access. Data protection and standardisation at national and

European level are key to any well-functioning data management system. The availability of smart metering equipment and systems which allow time-of-use meter readings is a prerequisite for consumers to be able to opt into implicit DSR schemes. Smart meters may also enable explicit DSR services through a dedicated standard interface, either as mandatory equipment or as an option.

IV.4 Conclusion

17. Le manque de définition de certains rôles de marché et l'absence de solution pour le transfert d'énergie ressortent comme les obstacles majeurs à la participation de la demande aux marchés de l'électricité alors que celle-ci pourrait lisser les pics de prix et contribuer davantage à la sécurité d'exploitation des réseaux ainsi qu'à la sécurité d'approvisionnement.

Certains produits nécessiteraient également d'être revus de façon à lever les obstacles à la participation de la demande aux marchés et à permettre la concurrence entre toutes les formes de flexibilité (production, demande, stockage).

V. DEFINITION D'UN MODELE DE MARCHE POUR LA GESTION DE LA DEMANDE

V.1 Principes

18. Le développement de la gestion de la demande ne nécessite pas la création d'un nouveau marché, mais requiert l'ouverture de tous les marchés existants, dans des conditions qui permettent d'établir une saine concurrence entre les différents types d'offreurs de flexibilité. Dans ce but, la CREG estime que des adaptations au modèle de marché existant sont nécessaires.

19. Il convient toutefois de noter que cette approche n'est pas partagée par tous les pays, notamment par l'Allemagne et par les pays Scandinaves qui estiment que le service de la flexibilité sera tôt ou tard offert par le fournisseur à son client. Les fournisseurs qui valorisent la flexibilité de leurs clients disposeront en effet d'un avantage concurrentiel. Ils pourront par exemple offrir un prix plus faible pour la *commodity*. Or, compte tenu de la facilité pour un client de changer de fournisseur, ces pays considèrent que cette pratique devrait finir par se généraliser.

La CREG considère cependant qu'une adaptation du modèle de marché pourrait accélérer le rythme du développement de la gestion de la demande à la condition que la solution proposée ne constitue pas elle-même, par sa complexité et son coût, un obstacle supplémentaire. La CREG pense en outre que des acteurs offrant des services énergétiques, dont la valorisation de la flexibilité, pourraient occuper des positions de niche dans le marché. Pour ces raisons, la CREG prône la recherche de solutions pragmatiques. Ce point de vue est partagé par les acteurs du marché qui ont répondu à la consultation.

20. La CREG propose que le modèle de marché respecte les principes de base suivants :

Principe 1 -	tout client final a le droit de valoriser sa flexibilité sans que son fournisseur ni le BRP de celui-ci puisse s'y opposer.
Principe 2 –	tout client final a le droit de choisir son FSP indépendamment de son fournisseur d'électricité.

Principe 3 – le FSP doit assumer la responsabilité d'équilibre de l'activation de la flexibilité liée à la demande qu'il gère.

Principe 4 – l'intervention d'un FSP ne peut se faire au détriment d'autres parties. Ceci implique :

4.1. la nécessité de corriger le périmètre d'équilibre du BRP source

4.2. la nécessité de compenser financièrement le fournisseur d'électricité du client final source.

Principe 5 – la correction des périmètres d'équilibre doit être réalisée de façon centralisée, par une entité neutre disposant des compétences requises.

Principe 6 – pour ce qui concerne la compensation financière, si elle n'est pas automatique, (et dans un second temps éventuellement le choix de la *baseline*), la négociation commerciale doit être privilégiée. Si elle n'aboutit pas, ou si elle n'est pas envisageable, une solution par défaut doit pouvoir être imposée de façon à éviter que des offres de gestion de la demande ne puissent être prises en compte.

Principe 7 – du point de vue du fonctionnement du marché, il est souhaitable que toute activation empêchée par un gestionnaire de réseau soit indemnisée (NB : pour les points EAN raccordés au réseau de distribution, cela relève de la compétence régionale).

Principe 8 – le client final est le détenteur de ses données de mesure et de comptage et peut les transmettre librement.

Principe 9 – la confidentialité des données commercialement sensibles doit être assurée.

Principe 10 – une seule facture doit être transmise au client final pour sa consommation d'électricité.

V.1.1 Principe 1 : tout client final a le droit de valoriser sa flexibilité sans que son fournisseur ni le BRP de celui-ci puisse s'y opposer

21. Le client final doit être au cœur du modèle de marché proposé. Il doit pouvoir décider librement de valoriser ou non sa flexibilité. Lorsque c'est économiquement rentable, il faut que la gestion de la demande puisse accéder aux marchés. Un fournisseur ou son BRP[9] ne peut empêcher le client final de valoriser sa flexibilité, le cas échéant, en recourant aux services d'un FSP. L'absence de solution au transfert d'énergie crée actuellement une insécurité juridique. En effet, si la CREG ne connait pas d'exemple de contrat qui interdise expressément au client de valoriser sa flexibilité. En revanche, en application des règles de droit commun en matière de propriété, comme le client ne devient propriétaire de l'électricité qu'au moment de sa livraison, il ne lui est pas autorisé en principe de vendre quelque chose qui ne lui a pas été livré et qui, de ce fait, appartient encore au fournisseur.

V.1.2 Principe 2 : tout client final a le droit de choisir son FSP, indépendamment de son fournisseur d'électricité

22. Si le client final décide de valoriser sa flexibilité, le modèle de marché doit prévoir qu'il puisse l'offrir soit via un fournisseur de flexibilité (FSP) de son choix, soit en direct (il est alors son propre FSP), sans que son fournisseur puisse s'y opposer et sans avoir à obtenir une approbation préalable. Le fournisseur du client final peut en effet ne pas avoir intérêt à développer la flexibilité de son client et à la valoriser correctement si celle-ci entre en compétition avec ses unités de production de pointe ou si ses besoins de flexibilité sont satisfaits.

Ceci implique la définition d'un nouveau rôle de marché – celui de FSP, afin de déterminer ses droits, ses obligations et les relations qu'il entretien avec les autres acteurs.

[9] Le lien que la CREG établit entre le fournisseur et « son » BRP constitue en réalité un raccourci. En effet, le BRP n'est strictement pas lié avec le fournisseur, mais bien avec un détenteur d'accès. Toutefois, comme, dans la très grande majorité des cas, le détenteur d'accès est précisément le fournisseur, il a semblé préférable de présumer un lien direct entre le fournisseur et le BRP.

V.1.3 Principe 3 : le FSP doit assumer la responsabilité d'équilibre de l'activation de la flexibilité de la demande qu'il gère

23. Le modèle de marché doit prévoir, parmi les obligations à assumer par le FSP, le fait qu'il doit assumer les conséquences contractuelles d'une activation non conforme au service attendu par l'acheteur de la flexibilité (FRP). Ceci implique que le FSP soit son propre BRP ou s'associe à un BRP.

V.1.4 Principe 4 : l'intervention d'un FSP ne peut se faire au détriment d'autres parties

24. Pour que le modèle de marché proposé ne soit pas sujet à des recours, aucune partie ne doit être lésée lors de l'activation par un FSP de la flexibilité de la demande au sein du périmètre du BRP source **à destination d'un BRP du FRP ou du gestionnaire du réseau (transfert d'énergie)**. Cette opération ne peut exposer le BRP source au tarif de déséquilibre et le chiffre d'affaires du fournisseur du client final source doit être le moins impacté possible.

Ceci implique :

4.1. la nécessité de corriger le périmètre d'équilibre du BRP source

4.2. la nécessité de compenser financièrement le fournisseur d'électricité du client final source

Celui-ci peut en effet être distinct du BRP et, dans ce cas, c'est lui qui est impacté financièrement par l'activation de la flexibilité par un tiers puisqu'elle influence la consommation du client final source qui sert de base à sa facturation.

V.1.5 Principe 5 : la correction des périmètres d'équilibre doit être réalisée de façon centralisée, par une entité neutre disposant des compétences requises

25. Lorsque l'activation de la flexibilité de la demande impacte le périmètre d'équilibre de plusieurs BRP, cette opération touche à l'équilibre général du marché et doit donc être traitée selon les dispositions en vigueur, via le hub géré par le GRT.

V.1.6 Principe 6 : pour ce qui concerne la compensation financière, si elle n'est pas automatique, (et dans un second temps éventuellement le choix de la *baseline*), la négociation commerciale doit être privilégiée. Si elle n'aboutit pas, ou si elle n'est pas envisageable, une solution par défaut doit pouvoir être imposée de façon à éviter que des offres de gestion de la demande ne puissent pas être prises en compte

26. Le modèle de marché ne doit réguler que ce qui est strictement nécessaire. La négociation entre les parties est dès lors privilégiée. Toutefois, dans le but de lever cet obstacle à la participation de la demande aux marchés, le modèle de marché proposé doit prévoir une solution par défaut qui s'impose aux parties lorsque celles-ci n'aboutissent pas à un accord commercial pour ce qui concerne la compensation financière. Dans un second temps le choix entre plusieurs *baselines* pourrait également être laissé aux parties.

Une autre option envisageable repose sur la correction de la mesure de la consommation associée à un fonds de compensation. La compensation est alors automatique.

V.1.7 Principe 7 : du point de vue du fonctionnement du marché, il est souhaitable que toute activation empêchée par un gestionnaire de réseau soit indemnisée (pour les points EAN raccordés au réseau de distribution, cela relève de la compétence régionale)

27. Cette indemnisation semble indispensable pour établir les critères économiques du choix entre d'une part, une limitation du développement de la gestion de la demande et d'autre part, des investissements dans la gestion dynamique et le renforcement des réseaux. A défaut, il existe un risque que la gestion de la demande soit captée par les gestionnaires de réseaux et ne soit dont pas offerte aux marchés de l'électricité. Lorsque le sujet concerne les réseaux de distribution, il dépasse les compétences fédérales de la CREG en matière de fonctionnement des marchés et il appartiendra aux autorités régionales de trancher la question.

V.1.8 Principe 8 : le client final est le détenteur de ses données de mesure et comptage et peut les transmettre librement

28. Un manque de standardisation des équipements de mesure et comptage pourrait favoriser la constitution de pseudo-monopoles au niveau de la gestion de la demande de même que l'appropriation des données par une tierce partie. Le modèle de marché proposé doit éviter cet écueil.

29. De plus, la transmission de ces données doit être préalablement approuvée par le client final.

V.1.9 Principe 9 : la confidentialité des données commercialement sensibles doit être assurée

30. Le modèle de marché ne peut nuire aux échanges commerciaux entre les parties et générer des distorsions de concurrence. De même, il ne peut être la source d'une divulgation de données commercialement sensibles ou porter atteinte à la vie privée.

V.1.10 Principe 10 : une seule facture doit être transmise au client final pour sa consommation d'électricité

31. Le modèle de marché ne peut remettre en cause la facture unique étant donné le coût qu'engendrerait pour l'ensemble des clients finaux une scission de la facture entre ses composantes réseau et taxes d'une part et énergie d'autre part.

V.2 Rôles de marché

32. Les rôles de marché interagissant dans le modèle de marché proposé sont présentés au tableau ci-dessous.

Tableau 1 : Rôles de marché

Rôle	Acteurs du marché pouvant remplir le rôle
Client final source	Client final équipé d'un compteur quart horaire
Fournisseur	Détenteur d'une licence de fourniture
Intermédiaire	Client final source, FSP
BRP source / du FSP / du FRP	Tout ARP (ce rôle peut se combiner avec ceux de fournisseur, de client final, de FSP)
FSP	Détenteur d'une licence de fourniture de flexibilité (ce rôle peut se combiner avec ceux de fournisseur, de BRP, de client final, d'agrégateur indépendant, de FRP)
FRP	Tout acheteur de flexibilité (ce rôle peut se combiner avec ceux de fournisseur, de BRP, de GR, de client final)
FDM	Partie désignée pour assurer le rôle de gestionnaire des données de flexibilité
GR	GRT, GRD

V.3 Proposition d'un modèle de marché pour le transfert d'énergie

33. Le sujet est complexe et a déjà fait l'objet de nombreuses publications. La CREG ne prétend pas y apporter une solution globale, mais souhaite à ce stade formuler une série de propositions concrètes et suggérer des mesures d'amélioration à court terme pour les domaines qui relèvent de ses compétences. Une approche par étapes est envisagée. Les solutions proposées dans le présent document feront l'objet d'une concertation avec les régulateurs régionaux et les acteurs du marché. Quoi qu'il en soit, ces solutions devront être confrontées aux évolutions de la législation et de la réglementation européennes en matière de gestion de la demande.

34. Dans cette optique, la participation des clients finaux profilés (non équipés d'un compteur quart horaire) est vue comme un objectif de plus long terme qui ne sera pas abordé dans le cadre de cette étude compte tenu des problèmes spécifiques qui y sont liés.

35. Il convient de rappeler que, dans le cadre de cette étude, seule la flexibilité associée à la gestion de la demande est envisagée. Il n'est donc pas tenu systématiquement compte des spécificités propres à la flexibilité des unités de production ni du stockage.

36. Le modèle de marché décrit ci-dessous devrait s'appliquer dans tous les cas de transfert d'énergie, aussi bien dans le cadre de transactions commerciales que dans le cadre des produits du GR, dès lors que le FSP et son BRP sont tous deux distincts du fournisseur et du BRP source.

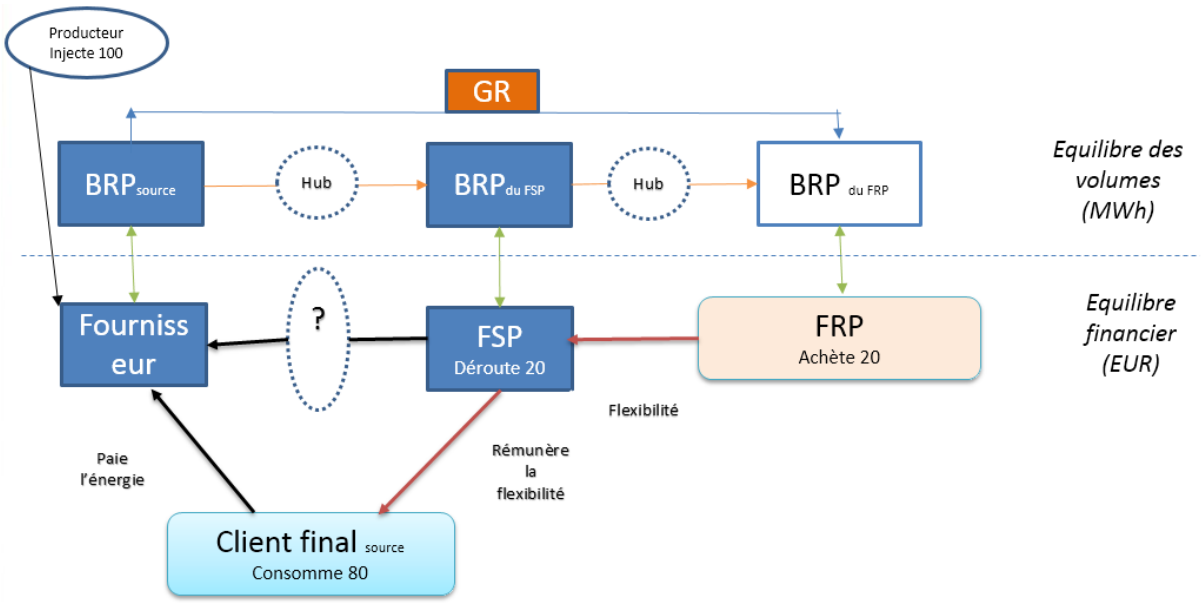
37. Etant donné les multiples dispositions contractuelles possibles entre les rôles de marché ainsi que les multiples rôles qu'un acteur de marché peut remplir, à des degrés divers, la CREG propose un modèle de marché basé sur une définition standard des rôles et laisse le soin aux parties d'éventuellement adapter leurs relations contractuelles en fonction de ce modèle. Cette définition standard repose notamment sur le principe que le fournisseur achète l'énergie qui couvre la demande de son client et que le BRP a la responsabilité finale de l'équilibre de son portefeuille.

V.3.1 Principe du transfert d'énergie

38. Le schéma suivant présente les rôles de marché en présence. Il illustre le cas le plus complexe dans lequel le client final source valorise sa flexibilité via un FSP associé à un BRP distinct du BRP de son fournisseur. Le FSP vend ensuite cette flexibilité à un FRP qui

peut être soit un tiers repris dans le périmètre d'équilibre d'un troisième BRP (le BRP du FRP), soit un gestionnaire de réseau, auquel cas il n'est pas associé à un BRP mais en reprend certaines caractéristiques en matière d'équilibre.

Schéma 1 : Rôles de marché en présence – cas d'une activation à la baisse[10]



Source : CREG

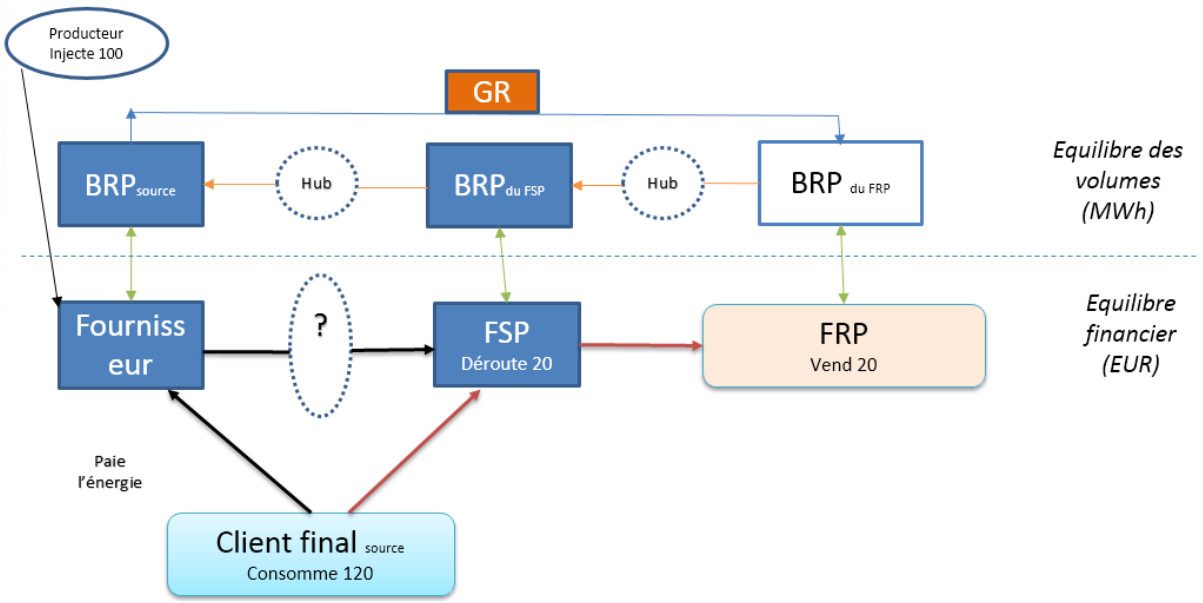
GR = gestionnaire de réseau de transport ou de distribution
FSP = fournisseur de flexibilité
BRP = responsable d'équilibre d'un portefeuille de points d'injection et de prélèvement
FRP = acheteur de flexibilité
Client final source = client final qui valorise sa flexibilité

Dans l'exemple illustré, en activant la flexibilité du client final source à la baisse, le FSP fait réduire la consommation de ce client (100-20=80), libérant une partie (20) de l'énergie qui lui était destinée (100) pour la transférer vers un FRP (20).

39. Du fait de l'action du FSP, une partie de l'énergie injectée pour couvrir la consommation attendue du client final source (20) ne sera pas consommée par celui-ci mais déroutée vers un client tiers qui va la consommer. Il y a donc **transfert d'énergie**. Ce transfert d'énergie requiert un traitement spécifique dès que le FSP et son BRP sont tous deux distincts du fournisseur du client final source et de son BRP, puisque la facture du fournisseur du client final source et l'équilibre du portefeuille du BRP source seront impactés si le modèle de marché ne prévoit de mesures correctives.

[10] C'est-à-dire d'une réduction du prélèvement net.

Schéma 2 : Rôles de marché en présence – cas d'une activation à la hausse



Source : CREG

A l'inverse, en activant la flexibilité du client final source à la hausse, le FSP augmente la consommation de son client, absorbant une partie de l'énergie excédentaire injectée par un tiers.

V.3.2 Conséquences du transfert d'énergie

40. La particularité de la transaction portant sur la flexibilité de la demande est que l'énergie vendue par le FSP dans le cadre de la flexibilité n'est pas produite directement ou indirectement par le FSP mais est « non consommée » (activation à la baisse) ou « surconsommée » (activation à la hausse) par son client (le client final source). Le FSP agit donc à la manière d'un *broker*, en mettant en relation des parties sans générer lui-même de l'énergie.

41. Dans le cas du transfert d'énergie entre BRP, par exemple lors d'une activation de la demande à la baisse (réduction du prélèvement net), ce transfert place le BRP source en situation de déséquilibre puisque l'énergie injectée pour couvrir la demande du client final source n'a pas été totalement consommée au sein de son portefeuille. Sans autre intervention, le transfert d'énergie l'expose donc au tarif de déséquilibre.

42. L’activation à la baisse pénalise également le fournisseur du client final source, puisque l’électricité achetée pour fournir son client va lui être facturée alors qu’il ne va pouvoir facturer à son client que sa consommation réellement mesurée. Or, la différence entre ces énergies achetée et mesurée a été acquise par le FRP.

43. Dans le cas d’une activation de la demande à la hausse, il y a également un impact sur le BRP source et le fournisseur du client final source, mais en sens inverse. Le périmètre d’équilibre du BRP source se retrouve alors dans une situation où la consommation du client final source est supérieure à l’énergie injectée. Cette activation « favorise » le fournisseur qui peut facturer au client final source plus d’énergie que celle achetée pour le fournir.

44. Dans le cas d’un transfert entre BRP, l’équilibre du portefeuille du BRP du FRP est également impacté.

45. L’impossibilité de réaliser le transfert d’énergie entraine donc :

- pour le BRP source, un déséquilibre qu’il convient de corriger ;
- pour le fournisseur du client final source, un manque à gagner (en cas d’activation à la hausse, un excédent de revenus) qu’il convient de compenser ;
- pour le client final source, un revenu supplémentaire résultant de la vente de sa flexibilité au FSP;
- pour le FSP :
    - la perception (en cas d’activation à la baisse) :
        - soit du revenu du transfert de l’énergie à un tiers ;
        - soit de la rémunération du service par le GR (rémunération de la réservation et/ou de l’activation selon les produits) ;

      déduction faite de la rémunération de la flexibilité versée au client final source. Cette rémunération peut être amplifiée par l’effet portefeuille lorsque le service est fourni à partir d’un ensemble agrégé de points de comptage dont les courbes de prélèvement se combinent ;

- l'endossement de la responsabilité de la conformité du volume transféré au volume de flexibilité acheté, présenté sous la forme d'un déséquilibre entre le volume commandé et le volume réellement réalisé, d'où l'endossement du rôle de BRP (en direct ou via un BRP associé).

Les trois points à résoudre sont donc :

- le mode de correction du déséquilibre du BRP source ;
- le mode de calcul de la compensation financière du fournisseur (due par le fournisseur en cas d'activation à la hausse) ;
- le mode de contrôle de l'activation de la flexibilité par le FSP ;

tenant compte du fait que les échanges d'informations nécessaires doivent respecter la confidentialité, justifiée au regard des règles en matière de concurrence et de protection de la vie privée.

Ils impliquent en tout état de cause la détermination de volumes et d'un prix.

V.3.3 Nature des échanges

46. Lorsque le client final source achète à l'avance un bloc d'énergie, c'est-à-dire une quantité déterminée d'électricité, il peut en principe la revendre avant même qu'elle lui ait été livrée, sans compensation de son fournisseur puisqu'il en est déjà propriétaire.

47. Sinon, le client final ne devient propriétaire de son électricité que lorsque la consommation a été actée, c'est-à-dire mesurée à son compteur[11]. Il s'agit de la situation la plus fréquente.

Tant que l'énergie n'est pas consommée par le client final, celui-ci ne peut à proprement parler revendre à l'avance l'énergie visée au contrat de fourniture. En revanche, le contrat de fourniture lui laissant en principe une certaine flexibilité dans la quantité d'énergie qu'il peut prélever, le client final peut à l'avance valoriser cette flexibilité (vue comme une option), et non l'énergie elle-même.

[11] Ceci résulte d'une lecture des contrats de fourniture habituels d'électricité.

48. Dès lors, il serait utile de prévoir un dispositif légal qui précise que le client final source est autorisé à valoriser la flexibilité achetée dans le cadre de son contrat de fourniture, et qu'il peut dès lors la « revendre » ; la propriété de l'électricité ne peut constituer un obstacle à la valorisation de cette flexibilité.

49. Selon cette logique, le fournisseur vend d'abord de la flexibilité à son client source qui peut ensuite la valoriser.

V.3.4 Analyse des exigences de confidentialité

V.3.4.1 Confidentialité de la liste des clients du FSP

50. Le souci de confidentialité de certaines données complique encore le problème. Il convient donc d'en évaluer le bien-fondé.

51. La réticence du FSP à communiquer au BRP source la liste des points EAN qu'il active ne semble pas fondée pour ce qui concerne les grands clients industriels pour lesquels la consommation est relevée de façon précise en temps réel. Il est en effet fort probable qu'après une ou plusieurs activations, leur fournisseur ou son BRP source est capable d'identifier les points EAN sur lesquels de la flexibilité est activée. Ce sera toutefois moins vrai pour de plus petits clients finals.

La divulgation de cette information au moment d'une activation ne semble pas de nature à nuire au développement du portefeuille des agrégateurs et notamment des agrégateurs indépendants. En effet, au moment de l'activation, ceux-ci ont déjà contracté avec le client final source et parfois pour plusieurs années. Il est néanmoins vrai que la divulgation de cette information permettrait au fournisseur de bénéficier gratuitement des investissements commerciaux et de prospection réalisés par le FSP pour révéler de la flexibilité dans son portefeuille de clients, ce qui nuirait à la concurrence entre FSP indépendants et FSP fournisseurs.

52. Un second argument est évoqué pour demander cette confidentialité. Il s'agit du risque de « rétorsion » des fournisseurs à l'égard de leurs clients, sous la forme d'une adaptation du contrat de fourniture en cours lorsqu'ils ont commercialisé leur flexibilité auprès d'un tiers. Ce risque est *a priori* faible tenant compte du fait que :

- le modèle de marché proposé ci-après garantit au fournisseur et à son BRP de ne pas être pénalisé par cette activation ;

- la grande majorité des clients finaux peuvent facilement changer de fournisseur ;
- le contrat prévoit une marge de flexibilité de la courbe de charge dont le coût est pris en compte dans le prix de fourniture. Dès lors, tant que l'activation de la flexibilité maintient le profil de prélèvement du client final source à l'intérieur de ces marges, il n'est pas justifié que le fournisseur exige une adaptation contractuelle ;
- des pénalités sont prévues dans le contrat de fourniture si le prélèvement se situe en dehors des marges autorisées ;
- si les activations dégradent le profil historique de consommation du client, le fournisseur en tiendra compte lors du renouvellement du contrat.

Toutefois, malgré ces éléments, diverses considérations comme des objectifs de part de marché, la volonté de favoriser la production par rapport à la participation de la demande, la prise en compte de marges insuffisantes pour la participation régulière de la demande (au-delà de contrats comme la R3 ICH ou la R3 DP) ou une échéance trop longue avant le renouvellement du contrat pourraient amener le fournisseur à ne pas accueillir favorablement la valorisation de la flexibilité d'un client final source auprès d'un FSP tiers.

53. Le maintien de la confidentialité de cette information peut donc se justifier. Toutefois, le fait d'informer le BRP source de la flexibilité activée dans son portefeuille est indispensable. En effet, s'il n'est pas informé de l'activation, le BRP pourrait tenter de réagir à un déséquilibre inattendu de son portefeuille afin de rétablir son équilibre. Dans ces conditions, il n'y aurait pas d'énergie à transférer et l'effacement de consommation n'aurait aucune valeur ajoutée.

La solution à ce problème est de faire intervenir une partie neutre (FDM) qui est informée, par point de comptage, des activations de flexibilité prévues dans le portefeuille d'un BRP source et qui transmet cette information de façon agrégée à chaque BRP source dans le cas où celui-ci est différent du BRP du FSP.

V.3.4.2 Confidentialité du prix de fourniture

54. Le refus des fournisseurs de communiquer leur prix de vente est justifié. Alors qu'il est publié pour les clients résidentiels et certaines PME[12], il est négocié pour les autres clients finaux en fonction de paramètres de consommation et de choix propres aux clients qui doivent rester confidentiels. Les FSP pouvant eux-mêmes être fournisseurs, la communication de cette information pourrait fausser la concurrence. De plus, ce prix pourrait également constituer une donnée commercialement sensible pour les clients finals soumis à forte concurrence dans leur *core business* et dont la part du coût de l'électricité dans la structure des coûts est significative.

55. La réglementation devrait dès lors définir de manière précise quelles informations peuvent et/ou doivent être transférées et à quelle(s) partie(s). L'identification de ces informations dépend du modèle de marché retenu. Le prix de la fourniture ne devrait normalement pas faire partie des informations transférées à d'autres parties que le client final source concerné et son fournisseur sans leur accord préalable.

V.3.5 Aspect volume du transfert d'énergie

V.3.5.1 Principes généraux

56. L'aspect volume du transfert d'énergie s'inscrit dans un processus formel préexistant d'échange de blocs d'énergie entre BRP. En cela, il s'assimile à n'importe quelle transaction sur le marché, où les rôles sont clairement définis. Le GRT, en tant que responsable de la détermination du déséquilibre du portefeuille de chaque BRP et du *settlement* de ce déséquilibre joue un rôle central.

57. Dans le cadre du transfert d'énergie impliquant deux BRP, cette activité du GRT requiert que lui soient communiquées par le FDM de nouvelles données relatives à la flexibilité. Il est en effet nécessaire que le GRT soit informé de toute activation de flexibilité générant un transfert d'énergie entre BRP. Cette information est connue du GRT lorsque l'activation est réalisée à sa demande (et, à l'avenir devrait être transmise par le GRD si ce dernier est à l'origine de l'activation) ou lorsque l'énergie associée fait l'objet d'une vente sur Belpex. En revanche, lorsqu'il s'agit de transactions bilatérales (OTC), le GRT n'est pas automatiquement informé et il se pourrait que le fournisseur ou son BRP source ne l'identifie pas immédiatement (parce que soit l'activation reste dans les marges autorisées par le

[12] Dans le cadre du filet de sécurité, les PME visées sont celles dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh.

contrat de fourniture, soit elle n'est pas fréquente). La CREG estime que ce problème ne peut être résolu que si le FSP se voit imposer l'obligation de notifier toute transaction bilatérale de flexibilité par point de comptage au FDM et que le FDM doit transmettre cette notification au GRT.

58. Dans le cas le plus complexe, trois BRP ou deux BRP et le GR sont impactés :

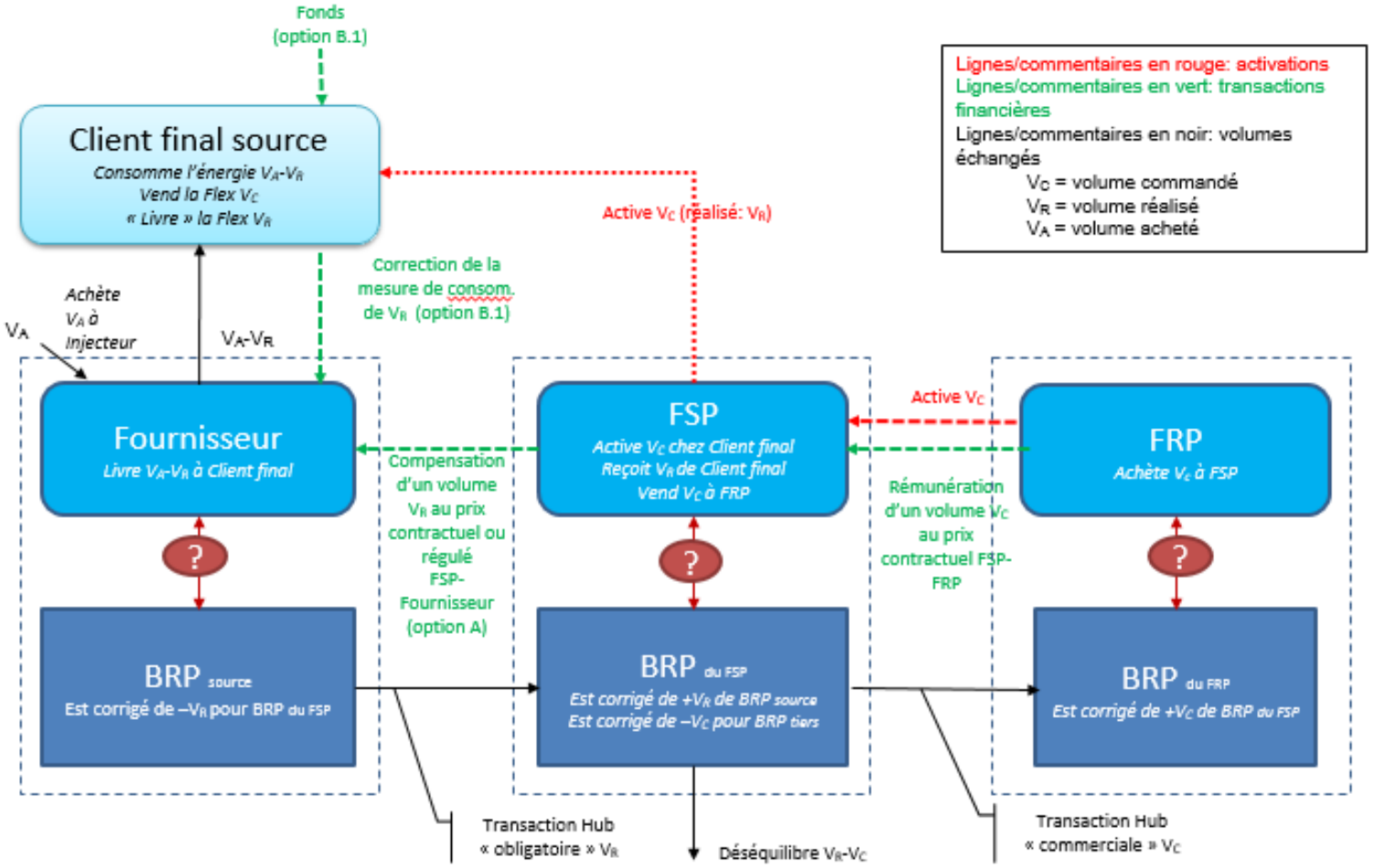
- le BRP source ;
- le BRP du FSP ;
- le BRP du FRP ou le GR.

Deux volumes doivent être définis :

- le « volume commandé » (V_C) qui correspond au volume de flexibilité que le FSP s'est engagé à livrer. Celui-ci correspond soit à une nomination faite par le BRP du FSP et le BRP du FRP sur le hub, soit, dans le cadre des services auxiliaires et de la réserve stratégique, du signal d'activation donné par le GRT. Le volume commandé doit être transféré du périmètre du BRP du FSP vers le périmètre du BRP du FRP ;
- le « volume réalisé » (V_R) qui correspond au volume de flexibilité effectivement fourni par le client final source. Il s'agit de la différence entre l'estimation par la méthode *ad hoc* (*baseline*) de ce qu'aurait été sa consommation sans l'activation et sa consommation réellement mesurée. Ce calcul est réalisé par le FDM. Conceptuellement, ce volume fait l'objet d'une nomination ex post sur le hub faite par le FDM pour une transaction entre le BRP source et le BRP du FSP, qui est donc utilisée pour corriger le périmètre du BRP source. Ce volume est également utilisé pour compenser financièrement le fournisseur. Le FDM agrège donc également les données quart-horaires de volume réalisé par fournisseur et par FSP, et communique ces valeurs aux fournisseurs et aux FSP concernés.
- Pour ce qui concerne la transaction, l'écart entre le volume réalisé et le volume commandé (V_R - V_C) est ainsi imputé au périmètre d'équilibre du BRP du FSP. Ce volume est utilisé pour lui facturer le tarif de déséquilibre ainsi que, dans le cadre des produits du GRT, pour facturer au FSP d'éventuelles pénalités prévues dans les règles de fonctionnement. Dans la pratique, l'écart V_R – V_C est intégré au périmètre d'équilibre du BRP du FSP et le tarif de déséquilibre est appliqué au déséquilibre global de ce BRP et non séparément à cet écart.

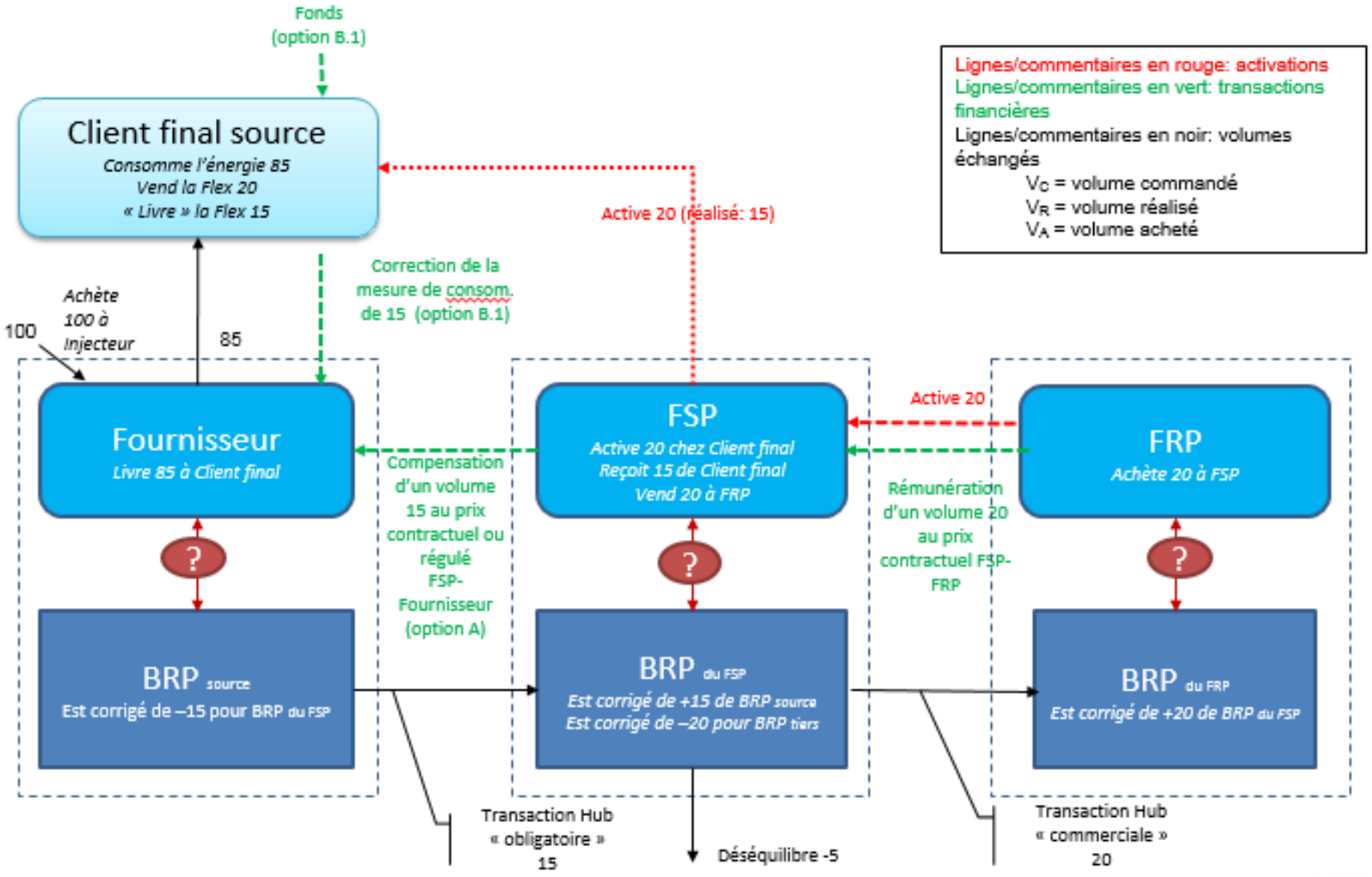
59. Le modèle proposé par la CREG est illustré aux schémas suivants.

Schéma 3 : Volumes pris en compte – modèle théorique



Source : CREG

Schéma 4 : Volumes pris en compte – exemple chiffré



Source : CREG

60. Différents éléments sont certains dans le schéma : le fournisseur fournit le client final source, les BRP sont responsables de l'équilibre de leur portefeuille vis-à-vis du GRT. En revanche, les relations fournisseur – BRP ne sont pas connues.

Pour préserver la liberté contractuelle et de façon à éviter de devoir prendre en compte la grande diversité des interactions entre les contractants, le modèle proposé se concentre sur des rôles de marché établis en fonction de principes bien définis. Dans ce modèle, les BRP n'achètent pas l'énergie (ou alors uniquement comme intermédiaire) et leur responsabilité se limite à l'équilibre des volumes. Dès lors, dans le cadre des mécanismes de compensation, l'impact des volumes sur les périmètres d'équilibre est traité au niveau des BRP alors que les aspects financiers seront traités entre le FSP et le fournisseur (ce point sera abordé au chapitre suivant). Les acteurs du marché seront ensuite libres d'adapter leurs relations contractuelles sur cette base.

61. L'impact sur les périmètres d'équilibre est illustré par les flèches en noir.

Dans l'exemple chiffré, le FRP achète 20 MWh au FSP. Au moment de la livraison, le FSP active un effacement de consommation de 20 MWh auprès du client final source. Celui-ci ne peut réduire sa consommation que de 15 MWh. Cela signifie que :

- lors de la vente, 20 MWh sont transférés du périmètre du BRP du FSP vers celui du BRP du FRP, ce qui équilibre le périmètre de ce dernier, ou vers le GR. Cette transaction ne diffère pas d'une transaction classique de vente d'énergie ;
- l'activation transfère 15 MWh du périmètre du BRP source vers celui du BRP du FSP ; dès lors,
    - le BRP source et le fournisseur ne doivent être compensés que de 15 MWh ;
    - le BRP du FSP doit supporter le tarif de déséquilibre pour les 5 MWh manquants ;
- la situation de déséquilibre du BRP du FSP engendre un déséquilibre de la zone compensé par le GRT. L'équilibre de son portefeuille est rétabli.

V.3.5.2 Détermination du volume pour la correction du périmètre du BRP source et la compensation du fournisseur

a) Choix et calcul de la baseline

62. Les mesures correctrices ont pour but de rétablir dans le chef du fournisseur et du BRP source la situation telle qu'elle aurait été sans l'activation de la flexibilité du client final source par son FSP. Il convient donc d'évaluer ce qu'aurait été la consommation normale du client final source à ce moment, ce qui est fait en déterminant la *baseline.*

Les caractéristiques auxquelles la *baseline* doit répondre sont les suivantes :

- elle doit couvrir la période d'activation, c'est-à-dire la période pendant laquelle l'activation est réellement demandée par l'acheteur de la flexibilité ; elle n'inclut donc pas la période de *ramp down*, ni celle de *ramp up*, ni l'éventuel effet rebond qui interviendraient en dehors de la période d'activation (ce point est traité ultérieurement) ;
- elle doit être transparente pour toutes les parties pour qu'elles puissent calculer elles-mêmes l'énergie activée ;
- son choix doit tenir compte des caractéristiques du produit (durée de l'activation, durée entre la notification et l'activation) et doit réduire au maximum les possibilités de *gaming* (à titre d'exemple, la période de référence pour la réserve stratégique ne peut pas couvrir de périodes au cours desquelles l'activation de la réserve stratégique a été annoncée).

63. Différentes techniques existent :

- méthodes basées sur des données historiques mesurées : méthodes de moyennes, méthodes de régression, mesure réalisée avant/après,… avec ou sans ajustements[13] ;
- méthode du rectangle à double référence corrigé (cfr NEBEF[14] pour les activations de courte durée) ;
- méthode par prévision de consommation (cfr NEBEF pour les points de prélèvement raccordés au réseau de transport).

[13] Elia, expert working group du 17 novembre 2014

[14] NEBEF = Notifications d'Echanges de Blocs d'Effacements. Il s'agit des règles adoptées en France pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie.

A titre d'exemple, dans le cadre de la réserve stratégique, pour les points de livraison qui ne sont pas un point d'accès au réseau ELIA (GRD, au sein d'un site industriel, dans un CDS), la *baseline* est calculée sur la base des données de consommation historiques de ce point de livraison selon la méthode X de Y[15].

64. Dans une première phase, la CREG suggère qu'**une seule *baseline* par produit** soit choisie en concertation avec les acteurs du marché ou à défaut d'accord, pour le *balancing* et la réserve stratégique, après proposition d'Elia et approbation de la CREG et pour les autres produits, par l'autorité compétente. La *baseline* utilisée pour un même produit doit être identique quel que soit le niveau de tension auquel le client final source est raccordé. Le FDM est chargé de calculer la *baseline* pour chaque point de comptage de la liste des points activés pendant la période activation. Cette liste est fournie par le FSP concerné et peut varier d'une activation à l'autre.

65. Dans un second temps, le choix pourrait être laissé au FSP et au fournisseur parmi une liste restreinte par produit et une *baseline* par défaut serait déterminée en cas de désaccord.

b) Mesure de la consommation réelle

66. Pour chaque point de comptage repris dans un programme d'activation de la flexibilité, la consommation réelle est télérelevée par le FDM à partir du compteur de tête ou, le cas échéant, à partir du sous-compteur.

c) Calcul du volume réalisé

67. Le volume réalisé correspond au volume de flexibilité considéré comme effectivement fourni par le client final source. Il est calculé par différence entre la *baseline* et la consommation mesurée pendant la période d'activation par point de comptage du FSP et par quart d'heure. Ce volume réalisé est utilisé tant pour la correction du périmètre d'équilibre du BRP source que pour le calcul de la compensation financière du fournisseur.

Cette approche doit être appliquée de façon symétrique (tant en cas d'une activation de flexibilité à la hausse que d'une activation de flexibilité à la baisse).

[15] X jours dont les mesures quart-horaires sont utilisées pour calculer la *baseline* choisis parmi les Y derniers jours représentatifs d'une catégorie (jour ouvrable ou week-end).

d) Transmission des données

68. La transmission par le FDM des données de comptage à des fins de facturation est faite de la manière suivante :

- pour chaque FSP concerné, les volumes réalisés des activations sont envoyés par le FDM de manière agrégée par fournisseur au FSP et au fournisseur concerné ;
- pour chaque FSP concerné, les volumes réalisés des activations sont envoyés par le FDM de manière agrégée par BRP source au GR, au FSP, à son BRP et au BRP source concerné ; le FDM introduit une nomination ex-post entre le BRP source et le BRP du FSP sur le hub du GRT, pour un volume correspondant au volume réalisé ;
- les volumes réalisés des activations pour le portefeuille sont envoyés par le FDM à chaque FSP concerné et à son BRP ;
- pour chaque activation, le BRP du FSP et le BRP du FRP introduisent une transaction sur le hub du GRT pour un volume correspondant au volume commandé.

De façon à garantir la fiabilité des données communiquées, un audit du l'activité du FDM devrait être prévu.

V.3.6 Aspects mesure et comptage du transfert d'énergie

V.3.6.1 Fourniture de flexibilité par le FSP

69. La transaction entre le FSP et le FRP peut être assimilé à une vente classique d'énergie déjà réglée par les procédures existantes, aussi bien pour la valorisation de l'énergie que pour les conséquences de la transaction sur les périmètres d'équilibre de leurs BRP respectifs. Cette transaction n'est plus traitée dans la suite du document.

V.3.6.2 Acquisition de flexibilité par le FSP

70. Le transfert d'énergie porte sur l'acquisition de flexibilité par le FSP. Dans ce cadre, les données utilisées peuvent être issues de sous-compteurs. Si tel est le cas, elles ne peuvent pas l'être pour remettre en cause les mesures issues des compteurs de tête. En d'autres termes :

- pour la facturation de l'énergie, la mesure utilisée reste celle du compteur de tête;
- pour la facturation de la flexibilité, la mesure peut être celle du compteur de tête ou du sous-compteur, selon celui qui est utilisé pour évaluer le volume transféré.

V.3.6.3 Sécurité du réseau

71. Il convient de souligner qu'une distinction pourrait être établie entre les données nécessaires pour valider les transactions et les données nécessaires pour éviter des problèmes de sécurité d'exploitation du réseau. En termes de sécurité d'exploitation du réseau, le GR souhaite en effet être tenu au courant de l'activation (amplitude, moment, durée) par point de comptage, avec un préavis compatible avec l'objectif de l'activation (il n'est pas réaliste d'exiger de fournir l'information en D-1 si l'activation est destinée à compenser une panne au moment où elle apparait). En revanche, dans le cadre de la gestion de la demande, cette information n'est utile que lorsqu'elle génère un transfert d'énergie.

V.3.6.4 Sous-comptage

72. Les acteurs du marché s'accordent à dire que le sous-comptage est un instrument indispensable au développement de la flexibilité de la demande. Il convient de distinguer la gestion des données de l'installation du matériel.

a) Gestion des données

73. Pour ce qui concerne le traitement des données, dans le cadre du transfert d'énergie impactant différentes parties, une partie neutre doit être désignée (FDM). La CREG estime que le GRT en collaboration avec les GRD pourrait jouer un rôle central dans la mesure où d'une part, il ne s'agit pas d'acteurs du marché et, d'autre part, ils disposent de la compétence requise.

Les données doivent par ailleurs être relevées à partir de compteurs certifiés.

b) Installation du matériel

74. Au niveau du réseau de transport, une solution ouverte a été proposée dans le cadre des services au GRT. Le GRT a fixé un protocole de communication ainsi que des standards techniques auxquels le sous-compteur doit répondre pour pouvoir être certifié. Pour ce qui concerne l'appareillage de mesure et de comptage, le client est libre d'utiliser son matériel existant ou de faire appel à l'installateur de son choix ou aux services du GRT.

Au niveau des réseaux de distribution, la question n'est pas encore tranchée. Pour ce qui concerne les types de compteurs, il serait souhaitable de fixer un protocole de communication et des standards techniques de précision des mesures permettant l'installation de sous-compteurs (idéalement de façon identique au niveau national). Ces standards techniques doivent être conçus pour permettre au client final de changer aisément de FSP.

V.3.7 Aspect prix du transfert d'énergie

V.3.7.1 Compensation financière du fournisseur

75. Une alternative est proposée : soit la compensation financière a lieu entre le FSP et le fournisseur (option A), soit entre le client final source et son fournisseur via la correction de la mesure de la consommation (option B).

a) Option A – Compensation financière entre le FSP et le fournisseur

76. En termes de rôles, la compensation financière intervient entre le FSP et le fournisseur (appelés ci-après « les parties »), sans que le client final source soit impliqué en effet :

- le client final source ne consomme pas et donc n'achète pas l'énergie déroutée (s'il s'agit de l'activation d'un effacement) ;
- il n'y a donc pas de raison que l'énergie mesurée à son compteur soit modifiée ;
- Le FSP achète l'énergie déroutée au fournisseur pour la revendre au FRP, qui n'est pas un client final ; il ne doit donc pas être détenteur d'une licence de fourniture.

La compensation financière représente la somme versée par le FSP en contrepartie d'une livraison d'énergie. Le modèle de marché optimal est, selon la CREG, celui du règlement contractuel des modalités d'indemnisation entre le FSP et le fournisseur.

77. Le volume à prendre en compte est le volume réalisé (V_R) par chaque FSP, agrégé par fournisseur. Ce volume est fourni par le FDM.

78. Le prix unitaire de la compensation doit également être déterminé. Trois options sont possibles : il peut s'agir du prix contractuel de fourniture, d'un prix convenu entre les parties ou d'un prix standard de référence.

Option A.1 – prix contractuel de fourniture

79. D'un côté, le fournisseur doit supporter le coût de la totalité de l'électricité qu'il a acquise et, d'un autre côté, il ne peut facturer à son client l'électricité que celui-ci n'a pas consommée, mais qui a été consommée par un tiers du fait de l'activation de sa flexibilité.

80. Cette première option n'a de sens, dans le cadre d'un contrat bilatéral, que si le fournisseur, avec l'accord du client final source, accepte de communiquer son prix de fourniture par point EAN derrière lequel de la flexibilité sur la demande est activée par le FSP et si le FSP accepte de communiquer la liste de ces points lors de chaque activation.

81. Lorsque ces conditions ne sont pas remplies, une tierce partie pourrait jouer le rôle d'intermédiaire pour l'établissement des factures. Elle réconcilierait prix et volume par point EAN et établirait mensuellement les flux financiers entre FSP et fournisseur, percevrait les montants dus et assurerait les paiements. Cette option représenterait toutefois un coût et des lourdeurs administratives additionnels par rapport à la solution bilatérale.

82. La CREG estime que la compensation financière du fournisseur peut toutefois être déterminée autrement que par la seule référence au prix contractuel de fourniture du client. En effet, il convient de tenir compte des éléments suivants :

- le caractère confidentiel de certaines informations contractuelles ;
- la complexité du calcul (cf. nombreuses composantes du prix de fourniture).

Option A.2 – prix convenu

83. Rien n'empêche d'établir la compensation financière sur la base d'un prix convenu contractuellement entre les parties, différent du prix de fourniture. Ce prix ne correspondra certes pas exactement au prix de vente réel, mais dans la mesure où les activations peuvent être réalisées à la hausse ou à la baisse, les flux financiers entre le fournisseur et le FSP iront dans les deux sens, ce qui devrait équilibrer la négociation.

Option A.3 – formule standard

84. En cas de désaccord entre les parties, une formule standard (identique à la hausse et à la baisse) serait prévue de façon à lever cet obstacle au développement de la gestion de la demande. Cette formule standard représenterait une approximation du chiffre d'affaires du fournisseur (perdu ou trop perçu).

85. Le chiffre d'affaires couvre d'une part le coût de l'approvisionnement du volume réalisé (V_R) et, d'autre part, la marge bénéficiaire du fournisseur. La CREG estime qu'il est indispensable que cette marge bénéficiaire soit prise en compte. Cette marge bénéficiaire pourrait être fixée sur la base des comptes annuels déposés à la Banque Nationale de Belgique par les sociétés uniquement actives dans l'activité de fourniture.

86. Mal calibrée, cette formule standard pourrait introduire une distorsion et doit donc être régulée. En cas d'activation à la baisse, un prix trop bas pénaliserait le fournisseur et un prix trop élevé rendrait l'intervention d'un FSP non rentable (compensation à verser trop élevée par rapport au prix de vente tenant compte des frais additionnels de transaction : BRP additionnel, frais commerciaux de démarchage des clients,…). Une activation à la hausse aurait toutefois l'effet inverse. Ce prix régulé présente également le risque d'influencer le marché de l'énergie en lui servant de référence. Le principe même de prix régulé n'est par ailleurs pas soutenu par la Commission européenne.

Une telle formule est utilisée dans le processus d'allocation – réconciliation de l'électricité entre BRP.

Les formules suivantes ont été proposées par les participants à la consultation pour approximer le coût de fourniture :

- BDRA : par exemple : 40% Weekly average DAM price for a given hour + 20% forward prices 2 years + 20% forward price 1 year + 20% forward price 6 months.
- *Day ahead price* ;
- Formule NEBEF : prix de référence du marché : *Daily Settlement Price* des produits trimestriels (*base* et *peak* pondérés par le nombre d'heures) sur EEX French Financial Power Futures entre le 1er octobre et le 30 novembre de l'année précédant la publication du barème.

87. Le contrat standard réglerait par défaut les modalités de la compensation financière à verser par le FSP au fournisseur et par le fournisseur au FSP, selon le sens d'activation de la flexibilité. Le volume étant connu, il ne traiterait que du prix de la transaction.

b) Option B – correction de la mesure de la consommation

88. La correction par le FDM de la mesure de la consommation du client final source pour y ajouter l'énergie activée permettrait d'indemniser le fournisseur au prix réel de fourniture sans qu'il soit nécessaire de divulguer ce prix au FSP, ni de divulguer au fournisseur l'identité des points EAN impactés dans son portefeuille. Toutefois :

- La correction du compteur du client final source sous-tend un achat d'énergie pour la revendre, ce qui transforme le client final source en intermédiaire (*broker*).

- Cette option ne nécessite pas de relation entre le FSP et le fournisseur, mais implique directement le client final source. En effet, puisque l'énergie non consommée lui est facturée (dans le cas d'un effacement), il doit être en mesure de la valoriser soit directement sur le marché de l'énergie, soit indirectement auprès d'un FSP tiers. Hormis le problème de la facturation soulevé au point suivant, lorsque le client final source a choisi de passer par un FSP tiers, ce modèle de marché lui complique nettement la tâche, ce qui n'est pas de nature à favoriser le développement de la gestion de la demande. En effet, il devient l'intermédiaire entre son fournisseur et son FSP alors qu'il n'est en rien impliqué dans la relation fournisseur–FSP–FRP.

- Si l'option de modifier la mesure de l'énergie consommée était retenue, cela conduirait dans le modèle de facturation actuel, à faire payer deux fois les taxes et surcharges[16], ainsi que les tarifs réseau, applicables sur le volume activé : une fois par le client final source et une fois par le client final consommateur de flexibilité. En effet, selon la loi électricité, ces taxes et surcharges, ainsi que les tarifs pour partie, sont dus pour la quantité d'électricité prélevée du réseau ; si la consommation du client final source est corrigée, ce client final paiera partiellement des taxes et surcharges pour des quantités d'électricité qu'il n'a pas consommées..

[16] On entend par là la cotisation fédérale, visée à l'article 21*bis* de la loi électricité, et la surcharge offshore visée à l'article 7, § 1er, de la loi électricité.

Pour éviter ce double paiement, les composantes réseaux et taxes devraient être calculées à partir de la consommation réelle ; la loi électricité devrait être adaptée pour tenir compte de cette particularité.

La « reconstruction » de cette consommation réelle impliquerait que le FDM communique l'effacement réalisé par point de prélèvement. Comme, en Belgique, c'est le fournisseur qui établit la facture globale, reprenant également les composantes réseaux et taxes, la communication du FDM devrait être adressée au fournisseur, ce qui ne résoudra pas le problème de la confidentialité relative au portefeuille de clients du FSP. Pour éviter cet écueil, une possibilité serait de créer un (ou des) fonds de compensation.

- Les aspects TVA de cette correction devraient également être examinés, afin d'éviter un double paiement de la TVA sur le volume activé.

Option B.1 - Fonds de compensation

89. La totalité de la facture est établie sur base de la consommation corrigée et le trop perçu est versé dans un (ou plusieurs) fonds destiné(s) à compenser la perception excédentaire.

Lors d'une activation de la flexibilité à la baisse, les GR et les percepteurs des taxes et surcharges versent le trop perçu au fonds qui se charge de compenser les clients finaux de façon à neutraliser leur excédent de paiement relatif aux composantes réseaux et taxes.

Lors d'une activation à la hausse, c'est le client qui verse le complément des composantes réseaux et taxes trop peu perçus au fonds qui se charge de compenser les GR ainsi que les percepteurs des taxes et surcharges.

Cette option présente toutefois les inconvénients suivants :

- Elle nécessite un double calcul du montant des composantes réseaux, taxes et surcharges, ainsi que le suivi des opérations de perception et de compensation. Son coût devrait donc être évalué.

- Si le fournisseur du client final source ou son BRP dispose d'une mesure de la consommation en temps réel du client final source, la communication de la consommation corrigée du client par quart d'heure lui permettra d'identifier les clients qui valorisent leur flexibilité auprès de leur FSP et lui donnera une information précise sur la flexibilité de son client activée par le FSP. Dans les cas où le fournisseur ou son BRP disposent de la mesure de la consommation en temps réel, le principe de la confidentialité ne sera donc plus respecté et l'objectif de respect de la confidentialité qui motivait la création du fonds ne serait pas atteint.

- La mise en œuvre de cette option est fort délicate d'un point de vue pratique. En effet, il convient strictement de distinguer chaque tarif, taxe et surcharge, leur nature juridique, détermination et mode de facturation étant particulières. Par exemple, la cotisation fédérale est versée dans des fonds gérés par la CREG, alors que la surcharge offshore est prélevée par Elia pour son propre compte – en remboursement du coût lié à l'achat des certificats verts offshore. Il semble dès lors difficile d'imaginer qu'un même fonds pourrait gérer le remboursement de la cotisation fédérale et de la surcharge offshore. En outre, si l'on veut maintenir la confidentialité des informations, ces fonds devraient rembourser le trop perçu directement au client final, sans passer par les fournisseurs ce qui entrainerait une lourdeur administrative importante, notamment en termes de comptabilité et de facturation.

Option B.2 non retenue

90. Les coûts de réseau et les taxes seraient facturés séparément par le GRT/GRD. Cette option n'est pas retenue du fait de la proximité de cette problématique avec la cascade de la facturation et du fait que le principe de la cascade fait l'objet d'un contentieux dans les trois régions. Elle n'est pas non plus retenue parce qu'elle représenterait un coût et un risque additionnel (cf. risque d'impayés) non négligeable pour ces deux entités. De plus, elle ne respecte pas le principe 10.

V.3.7.2 Compensation financière suite à une interdiction d'activer de la flexibilité

91. Ce point concerne le refus par le GR de permettre une activation de flexibilité sur un site de prélèvement par un FSP et la compensation financière éventuelle à verser par le GR à ce FSP. Ce problème est encore très peu présent mais pourrait se développer principalement au niveau des réseaux de distribution du fait de leur conception (structure

d'exploitation radiale plutôt que maillée comme c'est souvent le cas pour le réseau du GRT) et de leur mode de dimensionnement basé sur un foisonnement des périodes de consommation. Pour ce qui concerne les GRD, il ne relève pas directement du domaine de compétence de la CREG. La CREG se limite donc à quelques réflexions d'ordre général sur ce sujet dans la mesure où il pourrait constituer un obstacle au développement de la gestion de la demande, qui a été très justement identifié par les acteurs du marché lors de la consultation publique.

92. La sécurité d'exploitation des réseaux de distribution fait partie des missions des GRD. De façon très schématique, ceux-ci disposent d'une certaine visibilité et d'un certain contrôle sur les flux au niveau de la moyenne tension. En revanche, ils n'ont actuellement qu'une visibilité en temps réel très limitée sur les flux dans leurs réseaux en aval de la moyenne tension. Dans ces circonstances, leur attitude prudente, au regard de la sécurité du réseau, par rapport à un comportement nouveau des clients finaux se comprend.

Toutefois, chaque client final raccordé au réseau de distribution dispose du droit de faire varier son profil de consommation dans les limites de ce que lui permettent son contrat de raccordement et son contrat de fourniture. Tout client est notamment libre de ne pas consommer alors que sa courbe de consommation profilée prévoit une consommation. Le réseau est donc dimensionné pour permettre une variation de la courbe de consommation à l'intérieur d'une certaine zone. L'activation de la flexibilité d'un client par un FSP dans les limites de cette zone ne devrait donc pas poser de problème.

En réalité, seules les activations en dehors de ces limites, ainsi que la simultanéité des activations à une grande échelle dans une zone ou sur un même départ, sont susceptibles de créer un risque si des mesures correctrices ne peuvent pas être prises à un moment proche du temps réel.

93. Dans le cadre de la fourniture de services auxiliaires à Elia à partir de points EAN raccordés au réseau de distribution, les GRD disposent de la liste des points EAN participants et réalisent un contrôle préalable (NFS) à l'issue duquel un « feu vert » ou un « feu rouge » à l'activation est attribué pour une période déterminée. Les GRD sont conscients que ce système doit devenir plus dynamique.

En revanche, la flexibilité exercée dans tous les autres cas, par exemple entre un BRP ou un fournisseur et son client, échappe actuellement à tout contrôle de leur part.

Il existe donc entre les différents types de valorisation de la flexibilité une différence de traitement que les GRD voudraient supprimer en étendant la certification et le contrôle à

l'ensemble des points de comptage couverts par un contrat de flexibilité. Ceci nécessite d'une part la création d'un fichier de certification et, d'autre part, la mise en place d'un registre des activations (de façon notamment à éviter la double vente d'une même activation). C'est également une des manières possibles de rencontrer le souci de certains autres acteurs du marché de voir instauré un *level playing field* entre les différents types d'activation de flexibilité.

Il s'agit de procédures motivées par la sécurité du réseau qui relèvent de la compétence des autorités régionales.

94. Il convient toutefois de veiller à ce que la solution au problème potentiel de sécurité du réseau ne constitue pas un obstacle au développement de la gestion de la demande sur leur réseau. En effet, du point de vue du fonctionnement du marché, la flexibilité devrait prioritairement être offerte sur les marchés de l'électricité de façon à flexibiliser la courbe de demande de façon à éviter les pics de prix et, dès lors, à réduire la facture de l'ensemble des consommateurs.

Une analyse coût-bénéfice au niveau du système permettrait d'objectiver le choix entre d'une part, des mesures de contrôle exhaustif et de restriction de la flexibilité de la demande et d'autre part, des investissements dans des moyens dynamiques de gestion du réseau ainsi que des investissements de renforcement du réseau.

Pour objectiver cette analyse, la CREG estime qu'un mécanisme d'indemnisation, de préférence basé sur un mécanisme de marché, devrait être mis en place de façon à dédommager le FSP à qui le GR a refusé une activation de flexibilité de la demande. En effet, si le gestionnaire du réseau, après avoir épuisé les solutions de *redispatching* disponibles doit lui interdire d'activer de la flexibilité, il l'expose à un surcoût (pénalité, tarif de déséquilibre, …).

95. Pour limiter le montant des indemnisations, la mise en place de contrats d'accès flexibles est évoquée. Cette option pourrait se justifier de façon temporaire pour éviter un renforcement du réseau du fait de la présence d'un seul point flexible additionnel, à l'instar des dispositions existantes pour les raccordements. Généraliser cette pratique ne semble cependant pas souhaitable. En effet :

- du point de vue du client final, il s'agirait d'une atteinte à son droit d'accès au réseau ;

- du point de vue de la gestion du réseau, cela doterait les GR d'un outil leur permettant de maximiser leurs revenus tout en minimisant les coûts associés à une modernisation de leur réseau.

96. Les objectifs de maîtrise des coûts de réseau (composante réseau de la facture) et de fonctionnement du marché (composante *commodity* de la facture) interagissent. L'optimum économique devra être trouvé sur la base d'une méthodologie objective, sans privilégier d'emblée un objectif par rapport à l'autre.

Une telle méthodologie devrait être développée pour la réalisation de cette analyse coût-bénéfice fournissant la base objective pour déterminer l'équilibre qui maximise le bien-être général.

La flexibilité devrait pouvoir être utilisée par les GR :

- lorsqu'elle est plus économique qu'un renforcement du réseau (nécessite une indemnisation) ;
- comme solution temporaire en attendant la réalisation des investissements ;

Sans perdre de vue que :

- les procédures administratives trop lourdes sont un obstacle économique au développement de la flexibilité : elles augmentent le coût de transaction, allongent le délai nécessaire entre les négociations technico-commerciales avec les clients finaux et le moment où ces ressources peuvent être réellement utilisées par le FSP, et réduisent ainsi la valeur ajoutée de la flexibilité;
- l'évolution, endéans un terme compatible avec la valorisation de la flexibilité, vers une gestion dynamique du réseau est nécessaire.

V.3.8 Définition des rôles

97. La mise en place d'un cadre favorable au développement de la gestion de la demande nécessite :

- l'ajout de trois rôles :
  - FSP (fournisseur d'un service de flexibilité) ;
  - FDM (gestionnaire des données de flexibilité) ;
  - FRP (acheteur de flexibilité)

Pour assurer le bon fonctionnement du marché, il s'agit de rôles qui doivent être encadrés légalement étant donné leur place centrale dans le modèle de marché proposé.

- de compléter les rôles des acteurs existants : client final source, fournisseur, BRP, GRT, GRD.

V.3.8.1 Client final source

- Il doit pouvoir valoriser sa flexibilité en direct, en étant son propre FSP ou via un FSP qu'il choisit librement et dont il peut aisément changer.
- Il doit pouvoir investir dans son propre matériel de sous-comptage pour autant que l'installation soit homologuée. Cela demande en tous cas l'accès à une solution matérielle à prix raisonnable et suffisamment standard pour ne pas le lier à un FSP particulier.
- Il doit pouvoir disposer en temps réel de toutes les données de comptage relatives à ses installations et les mettre à la disposition de tout acteur du marché avec lequel il a conclu un contrat de valorisation de sa flexibilité, pendant la durée de ce contrat.
- Si l'option B est retenue, il verse, le cas échéant, le complément du tarif de réseau et des taxes au fonds (cfr point V.3.7.2).

V.3.8.2 FSP

- Le rôle du FSP est de valoriser la flexibilité du client final source avec pour conséquence de dérouter l'énergie injectée par le BRP source pour couvrir la consommation attendue du client final source vers une autre destination, qui peut être un acteur commercial du marché ou un gestionnaire de réseau. Cette énergie est rendue disponible par l'activation de la flexibilité du client final source.
- Ce rôle peut être rempli par différents acteurs du marché : client final source, fournisseur, agrégateur indépendant, FRP (à condition que celui-ci ne soit pas GR).
- Un certain parallélisme pourrait être établi entre le rôle de FSP pour la valorisation de la flexibilité et celui de fournisseur sur le marché de l'énergie (*commodity*), notamment pour ce qui concerne les conditions d'accès à la profession ainsi que la nécessité de faire appel à un BRP.

Un processus d'agrément administrativement peu contraignant devrait être instauré de manière telle que seuls les acteurs du marché certifiés pourraient endosser le rôle de FSP ; l'agrément pourrait être retiré en cas de non-respect des règles du marché ou de modification des conditions sous lesquelles elle a été octroyée.

- Il doit pouvoir commercialiser la flexibilité de son client sans l'autorisation préalable du BRP source ou du fournisseur de ce client final source.
- Il informe le FDM le plus tôt possible, et de toute façon avant l'activation, des caractéristiques de toute activation (volume commandé, contrepartie FRP, début et fin de la période d'activation), quel que soit le type de flexibilité concerné et sa forme contractuelle (y compris les contrats OTC). Il informe le FDM de la répartition de l'activation entre les points de comptage concernés de son portefeuille,
- Vis-à-vis du système, il a fondamentalement la responsabilité de la cohérence entre la flexibilité qu'il active et celle qu'il vend. Dans la pratique, la responsabilité de cet écart se traduit en termes de déséquilibre et est par conséquent transférée à son BRP.
- L'effet rebond, s'il est avéré, sort du cadre de ce modèle et, pour ce qui concerne les aspects commerciaux, doit être réglé par voie contractuelle.
- Il doit respecter les limitations fixées par le GR pour des raisons de sécurité du réseau et perçoit une indemnité pour les activations refusées par le GR si le cadre légal en vigueur le prévoit.
- Si l'option A est retenue, il doit indemniser financièrement le fournisseur (cfr point V.3.7.2).
- En cas de désaccord avec le fournisseur quant au prix appliqué pour calculer l'indemnisation financière, il doit signer le contrat standard.

V.3.8.3 <u>BRP</u>

- Ce rôle est préservé, il s'agit d'un acteur central de la gestion du système et du fonctionnement du marché.

- Le BRP source ne peut s'opposer à ce qu'un client final repris dans son portefeuille exerce sa flexibilité, y compris par l'intermédiaire d'un autre acteur du marché. Il accepte donc implicitement toute correction de son périmètre d'équilibre réalisée en application du présent modèle.
- Le BRP source doit être informé *ex ante* par le FDM du volume de flexibilité « commandé » qui va être activé par des tiers dans son portefeuille. Il doit être informé par le FDM le plus rapidement possible après le temps réel du volume de flexibilité « réalisé » suite à l'activation par des tiers de flexibilité détenue par des clients finaux de son portefeuille.
- Le BRP du FSP est responsable de l'écart entre le volume commandé et le volume réalisé, traduit en termes de déséquilibre. Cet écart et le déséquilibre lui correspondant devraient être nuls. Il accepte donc implicitement toute correction de son périmètre d'équilibre réalisée en application du présent modèle et reflétant cet écart.
- Le BRP du FRP accepte implicitement toute correction de son périmètre d'équilibre réalisée en application du présent modèle.

V.3.8.4 Fournisseur

- Il ne peut s'opposer à ce que son client utilise sa flexibilité et la commercialise auprès de tiers.
- Il a droit à une indemnisation financière correspondant à (une approximation de) son prix de vente au client, marge bénéficiaire incluse.
- En cas de désaccord entre les parties relatif au prix utilisé pour calculer la compensation financière, il doit signer le contrat standard.

V.3.8.5 GRT

- Il fixe un protocole de communication et des standards techniques permettant l'installation de sous-compteurs et propose lui-même le service en tant qu'activité non régulée en concurrence pour les points EAN raccordés sur son réseau [sans obligation directe ou indirecte pour le FSP de choisir cette solution].

- Il est informé par le FDM des activations de flexibilité de la demande pour les points EAN situés sur son réseau.
- Si l'option B est retenue, il verse, le cas échéant, le trop perçu du tarif de transport, des surcharges et des taxes au fonds (cfr point V.3.7.2).

Dans le cadre des produits de services auxiliaires[17] et de la réserve stratégique :

- Il donne le signal d'activation de la gestion de la demande.
- Il informe le GRD des activations de flexibilité qu'il réalise sur son réseau dans un délai qui permet au GRD d'assurer la sécurité d'exploitation de son réseau.
- Il commande les activations de flexibilité et applique les pénalités éventuelles pour non-conformité.

V.3.8.6 GRD (ce point ne relève pas de la compétence de la CREG)

- Il peut restreindre une activation de flexibilité pour des raisons de sécurité du réseau dûment motivées et verse le cas échéant les indemnités prévues par le cadre légal ou réglementaire.
- Il est informé par le FDM des activations de flexibilité de la demande pour les points EAN situés sur son réseau.
- Si l'option B est retenue, il verse, le cas échéant, le trop perçu du tarif de distribution, des surcharges et des taxes au fonds (cfr point V.3.7.2).

Dans le cadre des produits de services auxiliaires qui relèvent de sa compétence :

- Il commande les activations de flexibilité et applique les pénalités éventuelles pour non-conformité.

Dans le but d'assurer la sécurité de leur réseau, les GRD souhaitent conclure avec les FSP un contrat d'accès qui précise les droits et obligations en matière d'échange d'information sur le portefeuille de clients flexibles (via le registre d'accès à la flexibilité) et d'échange d'informations sur les activations de flexibilité (via le registre d'activations). Une décision à ce sujet relève de la compétence des autorités régionales.

[17] Y compris éventuellement la gestion des congestions

V.3.8.7 FDM

- Il établit une table de correspondance entre les points de comptage, les points EAN flexibles, le BRP concerné et le fournisseur concerné ainsi qu'une table de correspondance entre les FSP et leur BRP. Via les informations contenues dans les annexes 3, 3*bis* et 3*ter* et 14 du contrat d'accès, le GRT est en mesure d'établir le lien entre un code EAN, un BRP et un fournisseur.

  Pour les points EAN en distribution, le GRD est en mesure d'établir le lien avec le fournisseur et son BRP.

  Dans le cas d'un CDS, le gestionnaire du réseau fermé dispose de l'information[18]. Il doit la communiquer au FDM.

- Il dispose des données quart-horaires des compteurs utilisés pour mesurer les volumes consommés pour les compteurs de tête et les sous-compteurs concerné par un contrat de gestion de la demande.
- Il collecte les informations relatives aux activations de flexibilité.
- Pour tout contrat de flexibilité sur la demande, il gère les données de comptage des compteurs de tête et des sous-compteurs utilisés pour calculer la *baseline* et le volume réalisé.
- Il calcule la *baseline* pour chaque activation de flexibilité de la demande et détermine le volume réalisé.
- Il procède aux nominations ex-post sur le hub du GRT pour la correction du périmètre d'équilibre du BRP source et du BRP du FSP dans le cadre du transfert de volume réalisé entre ces deux périmètres.
- Pour chaque activation pour laquelle le périmètre d'équilibre d'un BRP source est impacté, il informe dès qu'il a connaissance de l'information, de manière agrégée par FSP, le BRP source concerné des activations de flexibilité qui vont être réalisées dans son périmètre.
- Pour chaque activation pour laquelle le périmètre d'équilibre d'un BRP source est impacté, il informe le plus tôt possible après le temps réel, de manière agrégée par FSP, le BRP source concerné des activations de flexibilité qui ont été réalisées dans son périmètre.

[18] Cfr Art.5 de l'annexe 14 du contrat d'accès.

- Pour chaque activation pour laquelle un client final d'un fournisseur active de la flexibilité, il informe, de manière agrégée par FSP, le fournisseur concerné du volume réalisé auprès de clients finaux de son portefeuille.
- Il informe les GR concernés des activations de flexibilité par des points EAN de leurs réseaux respectifs.
- Il vérifie, avec les données dont il dispose, si des doubles ventes de flexibilité ont eu lieu et dans l'affirmative, en informe le GR et le régulateur.

Vu les principes énoncés ci-dessus, les constatations suivantes peuvent être faites :

- Les gestionnaires de réseau, chacun dans le cadre de ses compétences, disposent des données des compteurs de tête et les gèrent.
- De la même manière, ils pourraient disposer légalement des données des sous-compteurs utilisés dans le cadre de contrats de flexibilité sur la demande et les gérer.
- Par sa vue globale sur l'ensemble de la zone de réglage, le GRT occupe une place privilégiée pour prendre connaissance des interactions possibles entre activations dans son réseau et dans ceux des différents GRD, ainsi que des interactions possibles entre activations dans les réseaux de ces mêmes GRD ; de plus, lorsqu'il s'agit d'agréger des données par BRP source ou par fournisseur, le GRT est le seul à disposer de la vue globale suffisante pour pouvoir le faire à partir des données en provenance des réseaux des GRD. Cette globalisation au niveau de la zone de réglage belge est d'autant plus nécessaire si certaines évaluations (telle que par exemple celle du potentiel d'effacement d'un portefeuille) ne sont pas réalisées au niveau de chaque point de comptage, mais pour l'ensemble du portefeuille du FSP concerné.

De manière à éviter de complexifier le modèle, il semble logique de confier le rôle de FDM au GRT. De la même manière, il parait tout aussi logique que chaque GRD soit chargé de fournir au FDM/GRT pour chaque activation dans le portefeuille d'un FSP, les données agrégées de consommation par BRP et par fournisseur concernés pour les points EAN activés dans son réseau. Cette attribution de compétences permet de clarifier assez fortement les échanges d'informations décrits dans les rôles ci-dessus.

V.3.9 Effet rebond

98. L'effet rebond, s'il est démontré, ne doit pas être réglé par le modèle de marché lorsqu'il sort de la période d'activation de la flexibilité. Il relève alors des dispositions contractuelles entre le client final source et son fournisseur. S'il se manifeste pendant la période d'activation, par exemple comme conséquence de l'activation séquentielle de plusieurs points de comptage, il appartient au FSP de s'assurer que le volume réalisé de flexibilité au sein de son portefeuille pendant toute la période d'activation respecte bien ses engagements contractuels vis-à-vis de l'acheteur de flexibilité.

99. L'effet rebond pose aux GRD un problème de sécurité du réseau lié au fait que ces réseaux ont été dimensionnés en tenant compte d'un coefficient de foisonnement. L'apparition d'effets rebonds dont la simultanéité due à l'activation sur base d'un même signal extérieur dépasserait ce que prévoit le coefficient de foisonnement pourrait alors conduire à des surcharges dans les réseaux ainsi dimensionnés.

100. Pour les clients finaux raccordés au réseau de distribution, la tarification en fonction de l'électricité consommée et pas en fonction de la puissance de raccordement ne donne aucune incitation aux clients finaux pour limiter leur pointe de consommation, d'où la crainte des GRD de devoir gérer des effets rebond potentiellement importants. Ce point a trait au mode de tarification des réseaux de distribution et ne relève pas des compétences de la CREG.

V.3.10 Extension du modèle de marché à la basse tension

101. Les répondants à la consultation sont unanimes à dire que sans compteur AMR, il est très difficile de déterminer l'impact d'une activation et donc de corriger le périmètre. Dès lors, la prise en compte de la gestion de la demande à partir de prélèvements profilés n'a pas été examinée dans le cadre de cette étude. Une évaluation de la pertinence de n'appliquer la gestion de la demande qu'aux sites dotés de compteurs AMR devra être réalisée.

VI. AMELIORATION DES PRODUITS

VI.1.1 Amélioration des produits du GRT

102. Afin d'assurer au maximum la cohérence du modèle de marché entre les différents marchés, il conviendrait que le transfert d'énergie soit traité selon les mêmes principes sur tous ces marchés. Seules des spécificités techniques pourraient justifier des exceptions.

VI.1.1.1 Analyse des produits existants

103. Actuellement, les produits d'Elia sont repris dans le tableau suivant.

Tableau 1 : Produits d'ELIA

Type de produit	Produit	Sigle
Réglage primaire de la fréquence	R1 symétrique 200 mHz	R1 200
	R1 symétrique 100 mHz	R1 100
	R1 asymétrique à la hausse	R1 up
	R1 asymétrique à la baisse	R1 down
Réglage secondaire de l'équilibre de la zone[19]	R2 asymétrique à la hausse	R2 up
	R2 asymétrique à la baisse	R2 down
Réglage tertiaire de l'équilibre de la zone	R3 production	R3 prod
	R3 des services d'ajustement de profil	R3 DP
	R3 sur les clients interruptibles	R3 ICH
	Offres libres de R3	ID bids
Réserve stratégique	Sur les unités de production	SGR
	Sur l'effacement de la demande	SDR

Pour chacun de ces produits, le tableau ci-dessous indique s'il est ouvert à la participation de la demande, et si son activation fait l'objet d'une correction du périmètre d'équilibre du BRP source.

[19] En pratique, ELIA permet d'introduire au sein d'une même offre de la R2 à la hausse et de la R2 à la baisse, dans des volumes et à des prix à déterminer dans chaque direction par la partie qui remet l'offre. Jusqu'à présent, la structure et les prix des offres de R2 introduites lors des enchères mensuelles n'ont jamais permis à ELIA de sélectionner des offres de R2 qui avaient une structure asymétrique en termes de volumes offerts.

Tableau 2 : Ouverture des produits à la participation de la demande et correction du périmètre par type de produit (« + » = oui, « - » = non)

Produit	Ouverture à la demande	Correction du périmètre
R1 200	-	+
R1 100	-	+
R1 up	+	-
R1 down	-	-
R2 up	-	+
R2 down	-	+
R3 prod	-	+
R3 DP	+	-
R3 ICH	+	+
ID bids	-	+
SGR	-	-
SDR GRT	+	+
SDR GRT CDS	+	-
SDR GRD	+	-

104. La non-correction du périmètre d'équilibre pour certains produits activés peu souvent (R3 DP, SDR CDS & SDR GRD), est dans les faits « naturellement » compensée par la perception par le BRP du tarif de déséquilibre appliqué au volume de cette non-correction. Etant donné que ces activations ont lieu la plupart du temps dans des moments de fort déséquilibre négatif de la zone de réglage, le tarif de déséquilibre est à ce moment élevé. Cette manière de procéder, si elle a le mérite d'être simple, n'est pas l'option privilégiée par les acteurs du marché. Sur le plan économique, elle n'est pas acceptable dans la mesure où elle génère des *windfall profits* mis à charge des clients finaux : le tarif de déséquilibre élevé appliqué au volume de cette non-correction dont bénéficie le BRP vient en déduction de la marge qui est naturellement générée par les tarifs de déséquilibre[20] et est portée en déduction des coûts à supporter par les tarifs de transport.

105. Le tableau ci-dessous montre la maturité des produits actuels d'ELIA en Belgique.

[20] Etant donné la combinaison des mécanismes de pay-as-bid et de marginal pricing,

Tableau 3 : Maturité des produits d'ELIA au 1er janvier 2016

Produit	Maturité
R1 200	1 mois
R1 100	1 mois
R1 up	1 mois
R1 down	1 mois
R2 up	1 mois
R2 down	1 mois
R3 prod	1 an (grande partie) / 1 mois (le solde)
R3 DP	1 an (grande partie) / 1 mois (le solde)
R3 ICH	1 an
ID bids	¼ heure
SGR	1 à 3 ans
SDR GRT SDR GRT CDS SDR GRD	5 mois 5 mois 5 mois

106. Certains pays d'Europe ont d'autres maturités de produits. L'Allemagne par exemple a des produits de R1 et R2 hebdomadaires, et des produits de R3 journaliers.

Structure de rémunération de la flexibilité

107. Le tableau suivant indique pour chaque produit si le produit fait l'objet d'une rémunération de la réservation et d'une rémunération de l'activation, et fournit la valeur de la disponibilité contractuelle du produit.

Tableau 4 : Mode de rémunération et exigence de disponibilité des produits d'ELIA (« + » = oui, « - » = non)

Produit	Réservation	Activation	Disponibilité
R1 200	+	-	100%
R1 100	+	-	100%
R1 up	+	-	100%
R1 down	+	-	100%
R2 up	+	Prix plafond défini	100%
R2 down	+	Prix plancher défini	100%
R3 prod	+	+	100%
R3 DP	+	-	100%
R3 ICH	+	Formule contractuelle	>80% en moyenne
ID bids	-	+	100% ; ajustement du volume en fonction de la production réelle au moment de l'activation
SGR	+	+	100% - 1 semaine
SDR	+	+	Aucune exigence

Rémunération de la réservation

108. La CREG estime que seuls les produits de réserve de sécurité du réseau associés à une disponibilité de 100% devraient se voir offrir une rémunération pour la réservation dans la mesure où cette disponibilité les empêche de participer aux marchés ENDEX, Belpex DAM, Belpex CIM et *over the counter*.

Les produits pour lesquels aucune exigence de disponibilité forte n'est requise (cf. R3 ICH) n'offrent potentiellement que leur capacité résiduelle après participation aux différents marchés. Dans ce cas, seule une rémunération de l'activation se justifie.

Le produit d'adéquation SDR répond à une autre logique. Aucune exigence de disponibilité n'est prévue en cas d'activation de la réserve stratégique par Elia, la logique sous-jacente étant que, pour un produit d'adéquation, obliger à consommer en période critique pour la sécurité d'approvisionnement du pays aggraverait le problème.

Rémunération de l'activation

109. Les produits de R1 ne rémunèrent pas explicitement l'activation. Pour les produits symétriques, les énergies activées à la hausse et à la baisse ont tendance à se compenser. Pour les produits asymétriques 100-200 mHz, le nombre d'activation est relativement faible et de ce fait, les volumes activés sont quasi négligeables.

110. L'activation de la R2 est continue. En Belgique, toutes les offres sont actuellement activées simultanément au prorata du besoin. Une activation sur la base d'un *merit order*, actuellement à l'étude, permettrait d'envisager la suppression des limitations des prix d'activation et la mise en concurrence en temps réel des offres d'activation. Cette évolution doit être vue dans la perspective du code de réseau sur le balancing, et de la convergence vers un marché intégré du balancing au niveau européen.

111. La CREG estime que tous les produits de R3 devraient offrir une rémunération pour l'activation, déterminée librement par l'offreur et que la séquence des activations devrait être établie sur la base d'un *merit order* économique.

VI.1.1.2 Risque d'imposition d'un prix et d'un volume

112. Il existe en effet actuellement un risque théorique que les conditions de prix et de volume soient imposées par un arrêté royal, après un rapport de la CREG mettant en évidence un manque de volume offert ou des prix des offres manifestement déraisonnables. Toutefois, il convient de noter que :

- jamais jusqu'à présent des conditions de prix et de volume n'ont été imposées à de la demande ;
- la contractualisation à plus court terme des services auxiliaires limite la faisabilité d'une telle imposition pour chaque enchère de ces produits ;
- en l'absence de concurrence sur le marché (cas des appels d'offres pour la constitution de la réserve stratégique pour les hivers 2014-2015 et 2015-2016 où le volume total à contracter était supérieur au volume total offert), il s'agit d'un rempart indispensable pour éviter les abus.

La CREG est donc d'avis que cette disposition se justifie et doit être maintenue.

VI.1.1.3 Recommandations

a) Recommandations générales

113. La CREG constate que la définition actuelle des produits d'ELIA repose fortement sur une base technologique. La CREG estime qu'ELIA doit réorienter la définition de ses produits de manière à assurer un *level playing field* entre technologies (production, demande et stockage). La définition des produits devrait d'abord être axée sur les besoins en matière d'activation, et les produits ainsi définis ouverts à toutes les technologies capables de rendre les services définis sur la base de ces besoins. En outre, il serait utile de s'aligner autant que possible sur la définition de produits standards actuellement en cours d'élaboration au niveau européen. De même, les méthodes d'évaluation des volumes nécessaires devraient être basées sur les besoins et permettre de définir les volumes nécessaires des produits définis sur cette base, en motivant le volume spécifiquement alloué à chaque produit.

Dans le cas où ELIA souhaite interdire la participation d'une ou plusieurs technologies à un produit donné, ELIA doit pouvoir démontrer (i) que le produit concerné est indispensable au maintien de la sécurité du système et (ii) que la ou les technologies concernées ne peuvent techniquement pas participer d'une manière valable à ce produit.

114. Dans la mesure du possible, la CREG estime qu'ELIA devrait regrouper autant que faire se peut les propositions de modification aux règles de balancing. L'instabilité des règles de fonctionnement est relevée par certains acteurs du marché comme un obstacle au développement de la gestion de la demande.

115. Pour ce qui concerne la taille des offres, la CREG considère que la taille minimale définie actuellement (1 MW) est raisonnable vu les volumes totaux en jeu. Les ressources plus petites ont la possibilité de s'agréger, permettant ainsi une participation aux produits d'ELIA. L'incrément minimum au-delà du premier MW pourrait cependant être revu et uniformisé entre produits de manière à permettre un meilleur ajustement des offres des petits portefeuilles.

b) Recommandations spécifiques

116. Dans la perspective des recommandations générales développées ci-dessus, la CREG estime que les produits de R1 symétrique 100 mHz et 200 mHz et R1 asymétrique à la baisse devraient être ouverts aux autres ressources que les unités associées à un contrat CIPU. Dans cette mesure, elle invite ELIA à mettre en place à court terme les dispositions permettant l'accès de la demande (et des petites unités de production) à ces produits.

117. De même, l'accès à la R2 de la demande (et des petites unités de production) devrait être favorisé. Si le marché est concrètement favorable à cette évolution, une phase intermédiaire pourrait voir la mise en œuvre d'un projet pilote ou d'un projet de test destiné à valider la capacité technique des ressources et l'adéquation des procédures. La CREG demande à ELIA d'avancer dans cette direction.

118. Dans ce même contexte, il y aurait également lieu de revoir le design des produits de R3 production, R3 ICH et R3 DP de manière à rencontrer la recommandation générale de réorientation de la définition des produits : cela permettrait une diminution du nombre de produits et une intégration plus naturelle de toutes les offres d'activation dans une liste d'appel économique (*merit order*). Cela implique que les produits aient un prix d'activation des offres qui puisse être fixé librement par l'acteur qui remet offre.

Dans cette optique, le produit ICH devrait être appelé à disparaître, d'une part, parce que l'absence d'exigence forte de disponibilité ne correspond pas aux caractéristiques d'un produit destiné à assurer la sécurité du réseau et, d'autre part, parce que celui-ci est principalement destiné à un seul type de clients, à savoir les gros clients industriels directement raccordés au réseau d'ELIA. Par ailleurs, le produit R3 DP, développé sous la forme d'un projet pilote, est également appelé à disparaître dans sa forme actuelle, vu l'impossibilité, par design, de l'intégrer dans une liste d'appel économique pour l'activation. Enfin, le produit R3 production devrait également être appelé à disparaître dans sa finalité actuelle, dans la mesure où ce produit est quasi exclusivement orienté vers les ressources de production.

Les futurs produits de R3 contractuelle devraient ainsi permettre une plus grande ouverture aux différentes technologies et ainsi, une meilleure mise en concurrence.

119. Les offres libres de R3 doivent également être ouvertes à toutes les technologies, dont la demande. Dans ce but, la plateforme *bid ladder* en projet depuis 2012 devrait être mise en place au début de 2017.

120. Le *sourcing* à plus court terme des produits de R3 contractuelle permettrait de diminuer le risque lié à la participation des ressources (parmi lesquelles la demande) aux produits d'ELIA, et d'aligner les exigences de disponibilité sur celles des autres produits actuels. L'impact de la maturité des produits sur le risque lié à la disponibilité est également présent pour les produits de R1 et R2, et la même constatation s'applique à ceux-ci. La diminution de la maturité des produits diminuerait donc le coût de la couverture du risque, et aurait ainsi un impact positif sur le prix de réservation des produits.

De plus, le *sourcing* à plus court terme de produits de R3 permettrait de faciliter la réorientation des produits vers les besoins plutôt que vers les technologies, en rendant moins critiques ou moins spécifiques certaines contraintes liées à l'activation, comme le nombre maximum d'activations et la durée maximum d'activation.

121. De manière à rendre prévisible le calendrier de mise en œuvre des produits, et en conséquence les débouchés pour les réserves contractualisées par des intermédiaires, le développement de ces produits doit faire l'objet d'un calendrier précis préalablement annoncé par ELIA.

122. De manière à rendre prévisible le calendrier de mise en œuvre des produits, et en conséquence les débouchés pour les réserves contractualisées par des intermédiaires, le

développement de ces produits doit faire l'objet d'un calendrier précis préalablement annoncé par ELIA.

123. La CREG envisage d'encourager ELIA à implémenter ces recommandations via l'incitant discrétionnaire destiné à favoriser l'adéquation entre l'offre et la demande visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire. Les modalités concrètes d'application de cet incitant discrétionnaire ont été fixées aux pages 18 à 21 de l'accord sur les modalités de la régulation incitative applicable à ELIA pour la période 2016-2019[21].

VI.1.2 Amélioration des produits ENDEX, BELPEX DAM, Belpex CIM et de l'accès au marché

VI.1.2.1 Accès au marché

124. Le modèle choisi en Belgique pour assurer l'équilibre du système repose sur la délégation de la responsabilité d'Elia à des responsables d'équilibre (ARP[22] – *Access Responsible Party*) qui doivent assurer l'équilibre entre les injections et les prélèvements des ressources incluses dans leur portefeuille ; le GRT n'intervient qu'en dernier recours pour résorber le déséquilibre résiduel de la zone[23]. L'électricité achetée et vendue sur les marchés spot (Belpex DAM et Belpex CIM) est échangée entre acteurs de la transaction, et cet échange est acté au niveau de la gestion du réseau par une nomination sur le hub d'ELIA. Cela signifie que les participants au marché doivent être BRP ou doivent avoir désigné un BRP pour pouvoir nominer la transaction.

125. Ce modèle présente l'inconvénient de restreindre la participation directe de la demande aux marchés de l'électricité, puisqu'il requiert de disposer à la fois d'injection[24] et de prélèvement[25] dans son portefeuille. La participation aux marchés est toutefois possible par l'intermédiaire d'un BRP tiers. La consultation n'a pas mis en évidence de difficultés particulières liées à l'accès au marché via un BRP tiers. La limitation de l'accès à ces marchés ne porte en effet pas sur la source de l'énergie, mais sur le statut des acteurs autorisés à y participer (obligation d'être BRP).

[21] http://www.creg.info/pdf/Divers/Accord-Modalit%C3%A9sR%C3%A9gulationIncitativeFR.pdf
[22] Dans la suite du document, le terme BRP sera utilisé, en cohérence avec le glossaire.
[23] Pour pourvoir participer au Belpex spot market, il faut avoir conclu avec Elia un contrat d'ARP ou avoir désigné une tierce partie comme ARP dans le but de pouvoir nominer à Elia System Operator le contrat conclu sur Belpex+Broker. Si on parle de participation directe, alors il faut être ARP. Donc pour participer, il faut soit être ARP, soit passer par un intermédiaire qui est ARP.
[24] Injection physique, importation ou contrat d'achat d'énergie.
[25] Prélèvement physique, exportation ou contrat de vente d'énergie.

126. L'assouplissement des conditions d'accès au statut de BRP peut être une piste à investiguer, et la participation de la demande ne serait pas la seule à en bénéficier, ce qui va de plus dans le sens de l'instauration d'un *level playing field* entre ressources. Même s'il est nécessaire, cet assouplissement seul n'apportera toutefois pas de solution pour les acteurs offrant uniquement de la participation de la demande. La CREG estime qu'il est nécessaire de le coupler à une évolution du modèle de marché permettant un traitement adéquat du transfert d'énergie, comme celle proposée dans le présent document, pour permettre l'accès direct des fournisseurs de flexibilité sur la demande aux marchés.

VI.1.2.2 Produit spécifique pour la demande ?

Sur Endex

127. Certains répondants à la consultation évoquent la création d'un produit *peak load*. Ce marché ne semble toutefois pas le plus pertinent pour développer un produit de flexibilité sur la demande dans la mesure où il s'agit de produits mensuels, trimestriels et annuels. Pour en assurer la liquidité, des offres devraient être remises tous les jours pour un nombre d'heures déterminé. Un tel produit ne cible donc pas la demande puisqu'il requiert une activation journalière alors que la demande souhaite limiter son activation aux quelques heures les plus chères.

128. EEX a lancé le 14 septembre 2015 un produit standardisé pour la couverture des pics de prix (*German Intraday Cap Futures*). Ce produit journalier est basé sur un prix de référence de 60 EUR/MWh. L'acheteur du produit reçoit du vendeur la différence entre un indice de prix de marché intraday (moyenne pondérée des produits horaire et quart horaire des trois dernières heures précédant l'heure de livraison) et les 60 EUR/MWh.

Il permet aux participants au marché de se couvrir, jusqu'à quatre semaines à l'avance, contre les pics de prix survenant sur le marché *intraday* du fait de la présence accrue de production renouvelable. Ce produit crée également un nouvel indice de prix pour le marché *intraday* qui donne un signal de rareté plusieurs heures avant la livraison. Il s'agit d'un instrument de couverture utile notamment aux FSP et d'un indicateur précoce du besoin et de la valeur de la flexibilité.

Par sa nature, ce produit a donc pour but d'établir une référence de prix explicite pour la flexibilité sur le marché allemand.

La CREG est toutefois d'avis que si une telle initiative est de nature à favoriser le développement de la flexibilité, elle ne pourra s'envisager sur le marché belge que lorsque le marché *intraday* disposera de suffisamment de liquidité.

Sur le Belpex DAM

129. Ce marché détermine l'allocation des ressources marginales. Plus la courbe de demande sera flexible, plus le nombre d'occurrences de pics de prix ainsi que les risques de pénurie seront réduits.

Si aucun obstacle à la participation de la demande n'est détecté, de nouveaux produits pourraient être envisagés prenant mieux en compte les contraintes spécifiques à certains types d'effacement. La mise en place d'un produit quart horaire pourrait notamment être envisagée, mais dans un pays fortement importateur comme la Belgique, son succès pourrait dépendre de l'existence d'un produit quart horaire commercialisable à travers les frontières, et donc de sa standardisation au niveau international.

Sur le Belpex CIM

130. Des produits d'achat et de vente d'énergie d'une durée minimale d'une heure sont échangés en continu sur ce marché, jusqu'à 5 minutes avant la livraison physique. A l'heure actuelle et malgré l'introduction de *liquidity providers*, ce marché s'avère très peu liquide et à l'heure de la rédaction de ce document, la liste des *liquidity providers* sur le site de Belpex est vide.

131. L'introduction d'un produit quart horaire serait bénéfique, et pas uniquement pour faciliter la participation de la demande, mais la décision doit être prise au niveau européen. Le succès de son développement devrait être subordonné aux mêmes difficultés que celle d'un produit quart horaire sur le Belpex DAM, comme envisagé ci-dessus.

VI.1.2.3 Recommandations

132. La CREG estime qu'il est souhaitable que la flexibilité associée à la gestion de la demande participe prioritairement aux marchés de façon à prévenir les pics de prix et les pénuries sur les marchés day ahead et intraday. Cela permettrait aux BRP d'optimiser et d'équilibrer leur portefeuille avant le temps réel. Les produits qui n'ont pas fait l'objet d'une

transaction dans ces marchés devraient pouvoir encore être offerts en balancing, si la dynamique des processus sous-jacents le permet.

133. Ainsi, la CREG estime nécessaire de faciliter le transfert d'offres entre le Belpex CIM et la plateforme du *bid ladder* d'Elia, dès que celle-ci sera opérationnelle. Ce transfert devrait permettre le passage automatique d'une offre d'un marché à l'autre, sans que cela ne nécessite de démarches administratives complexes de la part de l'offreur. Une série de paramètres de l'offre faciles à définir lors de l'introduction de l'offre sur le Belpex CIM, permettrait un passage plus aisé entre Belpex CIM et *bid ladder* pour les offres qui n'auraient pas fait l'objet d'une transaction sur le Belpex CIM.

La CREG estime de plus que ces améliorations sont susceptibles d'augmenter la liquidité du marché belge intraday.

VII. CONCLUSION

VII.1 Recommandations

134. A l'issue de la consultation des acteurs du marché, les principaux obstacles au développement de la gestion de la demande relevant du domaine de compétence de la CREG concernent l'absence d'un cadre permettant à un client final de valoriser sa flexibilité auprès d'un tiers différent de son fournisseur d'électricité ainsi que certaines difficultés d'accès aux produits du GRT et aux marchés de l'électricité.

135. De façon à améliorer l'accès de la gestion de la demande à ces marchés, la CREG propose un modèle de marché pour le transfert d'énergie qui repose sur une gestion centralisée des données relatives aux volumes et une approche décentralisée de la compensation financière avec une solution de repli qui s'imposerait aux parties en cas de désaccord (option A) ou la correction de la mesure de la consommation et la création d'un fonds de compensation (option B.1).

136. Pour ce qui concerne l'accès aux produits du GRT, la CREG recommande également la définition de produits sur la base des besoins du système et plus en fonction des caractéristiques d'une technologie, le seul motif d'exclusion d'une technologie étant l'impossibilité avérée pour celle-ci de répondre au besoin. Ceci implique, de façon plus spécifique, l'ouverture des produits R1 symétrique 100 mHz, 200 mHz et R1 asymétrique à la baisse à d'autres ressources que les unités associées à un contrat CIPU et, dans cette mesure, l'ouverture de ces produits à la demande ; l'ouverture de la R2 à la demande, éventuellement par la mise en œuvre d'un projet pilote ; la refonte des produits de la R3 de façon à en permettre l'accès aux différentes technologies ainsi que l'introduction d'un prix d'activation permettant une activation sur la base d'un *merit order*. Les offres libres de R3 devraient également être ouvertes à toutes les technologies, ce qui implique la mise en place de la plateforme *bid ladder* en 2017. Le transfert des offres entre Belpex CIM et cette plateforme devrait être facilité.

Ces évolutions doivent s'inscrire dans le cadre de la convergence vers un marché intégré du *balancing* au niveau européen.

137. Pour ce qui concerne l'accès aux marchés de l'électricité, hormis le problème du transfert d'énergie, aucun obstacle particulier n'a été décelé, toutefois le développement de nouveaux produits tenant mieux compte des contraintes spécifiques de certains types d'effacement pourrait être envisagé sur Belpex DAM. Sur Belpex CIM, le principal obstacle vient du manque de liquidité. Le développement de produits quart horaires sur ces deux marchés serait bénéfique, mais ne peut s'envisager qu'en coordination avec les pays voisins.

VII.2 Plan d'action

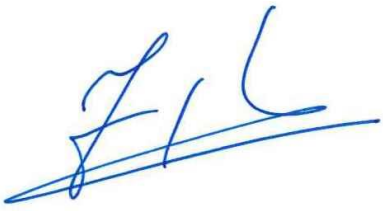
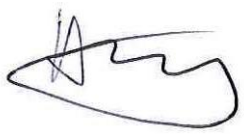
138. Le *timing* idéal serait le suivant :

- consultation du marché sur les principes de base : janvier 2016 ;
- accord sur les principes de base : 1er trimestre 2016 ;
- adaptations à la législation : 2è trimestre 2016.

Sa réalisation dépendra toutefois largement de la volonté des acteurs du marché d'arriver à un accord.

⸗⸗⸗⸗

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Laurent JACQUET	Andreas TIREZ	Marie-Pierre FAUCONNIER
Directeur	Directeur	Présidente du Comité de direction

ANNEXE 1

QUESTIONNAIRE SOUMIS A CONSULTATION PUBLIQUE

Consultation publique sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande (*demand side flexibility*) en Belgique

Définitions

Gestion de la demande désigne la capacité d'un client final de modifier volontairement son profil de consommation (à la hausse ou à la baisse), en fonction de signaux extérieurs.

BRP (*balance responsible party*) se réfère à un responsable d'équilibre *(A market participant or its chosen representative responsible for its imbalances[26])*.

FSP (*flexibility service provider*) se réfère à un fournisseur de flexibilité, et dans le cadre du présent questionnaire, à un fournisseur de flexibilité sur des profils de consommation. Il s'agit d'un terme générique qui concerne plusieurs types d'acteurs (BRP-agrégateur, agrégateur indépendant, client final vendant directement sa flexibilité,…).

Usages de la gestion de la demande :

Usage fonction d'un signal prix:

- ENDEX
- BELPEX DAM
- BELPEX CIM
- Tarifs de déséquilibre

Usage fonction d'un signal envoyé par un gestionnaire du réseau :

- Réserve stratégique
- Services auxiliaires
  - FCR (R1)
  - aFRR (R2)
  - mFRR (R3 y compris free bids)
- Gestion des congestions

Autres usages à spécifier (off on,…)

[26] *Framework Guidelines on Electricity Balancing*, ACER, FG-2012-E-009, 18 septembre 2012

Produits : couvre une large gamme de produits allant des *futures* et de la réserve stratégique aux services auxiliaires de réserves et de gestion de la congestion. Le présent questionnaire concerne donc aussi bien les produits par lesquels la flexibilité est vendue au GRT que les produits par lesquels elle est vendue à un acteur de marché.

Préambule

A quel(s) titre(s) participez-vous à la consultation :

Consommateur final raccordé au : réseau de transport	
réseau de distribution avec compteur quart-horaire	
réseau de distribution sans compteur quart horaire	
BRP	
Fournisseur	
Agrégateur indépendant	
Gestionnaire de réseau	
Autre (à préciser)	

Avec quel degré de confidentialité souhaitez-vous que votre réponse soit traitée ?

Confidentialité et anonymat	
Confidentialité	
J'autorise la publication de ma réponse	

Questionnaire

I. Obstacles rencontrés

Par obstacle, la CREG entend aussi bien une législation, réglementation, disposition contractuelle qu'une contrainte opérationnelle ou financière (cf. manque de ressources humaines, contrainte technique) qui limiterait l'offre de flexibilité.

Cette partie du questionnaire est ciblée par type d'acteur du marché. Il vous est néanmoins possible d'exprimer votre point de vue sur les obstacles rencontrés par d'autres acteurs du marché.

- **En tant que consommateur final**

  1) Si vous êtes également votre propre BRP, êtes-vous actuellement directement actif sur ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM et/ou sur les marchés des réserves et du *balancing* (veuillez préciser les usages et les produits – voir définitions supra) ?

     a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de votre part à ces marchés (par marché et par produit) ?

     b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quels sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager / empêcher à le faire (par usage et par produit) ?

     c. Si vous ne l'envisagez pas ou si vous y avez renoncé, quelles en ont sont les raisons et quels seraient les éléments qui vous feraient changer d'avis ?

  2) Par l'intermédiaire de votre contrat de fourniture, êtes-vous actuellement exposé aux prix horaires sur Belpex DAM/CIM et/ou aux tarifs de déséquilibre ?

     a. Si tel n'est actuellement pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager / empêcher à le faire ?

     b. Si vous ne l'envisagez pas ou si vous y avez renoncé, quelles en sont les raisons et quelles seraient les éléments qui vous feraient changer d'avis ?

3) Avez-vous conclu avec un tiers (votre fournisseur/BRP, un autre fournisseur/BRP, un agrégateur indépendant, un gestionnaire de réseau ou un autre acteur de marché) un contrat permettant à ce tiers de demander une adaptation de votre profil de prélèvement (cf. clause de modulation, effacement ou interruptibilité) ?

   a. Si tel est le cas et que vous avez rencontré certains obstacles, pourriez-vous nous les citer en précisant si celles-ci sont toujours d'actualité (par marché et par produit)?

   b. Si tel n'est actuellement pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quels sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire (par marché et par produit)?

   c. Si vous ne l'envisagez pas ou si vous y avez renoncé, quelles en sont les raisons ?

- **En tant que fournisseur ou responsable d'équilibre (BRP)**

4) Avez-vous conclu avec vos clients ou avec les clients d'autres fournisseurs des contrats vous permettant de leur demander une adaptation de leur profil de prélèvement ?

   a. Si tel est le cas et que vous avez rencontré certains obstacles, pourriez-vous nous les citer en précisant si celles-ci sont toujours d'actualité?

   b. Si tel n'est actuellement pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quels sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire (par marché et par produit)?

   c. Si vous ne l'envisagez pas ou si vous y avez renoncé, quelles en sont les raisons ?

5) Si vous avez conclu de tels contrats, en dehors de son utilisation pour l'équilibrage de votre portefeuille, valorisez-vous cette flexibilité sur d'autres marchés ? Dans l'affirmative, quels obstacles rencontrez-vous ? Dans la négative, quelles sont les raisons qui vous en empêchent ?

- **En tant qu'agrégateur indépendant**

  6) Quels obstacles rencontrez-vous au développement de votre portefeuille de flexibilité ?

  7) Quels obstacles rencontrez-vous à la commercialisation de cette flexibilité (par marché et par produit) ?

  8) Etes-vous actuellement directement actif sur ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM (veuillez préciser le(s) marché(s) et le(s) produit(s)) ?

     a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de votre part à ces marchés ?

     b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire ?

     c. Si vous ne l'envisagez pas, quelle en est la raison ?

  9) Avez-vous conclu avec un tiers (un fournisseur, un BRP, un gestionnaire de réseau ou un autre acteur de marché) un contrat permettant à ce tiers d'utiliser votre portefeuille de flexibilité ?

     a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de cette activité ? (par marché et par produit).

     b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire ?

- **En tant que gestionnaire du réseau de transport**

  10) Pour chacun des services auxiliaires, quels obstacles rencontrez-vous au développement de la participation de la gestion de la demande ?

  11) Quels obstacles identifiez-vous actuellement à une participation accrue de la gestion de la demande à la réserve stratégique ?

- **En tant que gestionnaire du réseau de distribution**

  12) Dans le cadre de vos activités (tant MT que BT), quels obstacles identifiez-vous au développement de la gestion de la demande ?

II. Pistes de solution

Dans les réponses aux questions, il est demandé de distinguer, lorsque c'est pertinent, les différents marchés auxquels la flexibilité sur la demande pourrait participer (voir définitions ci-dessus).

Il est demandé de détailler les réponses données de manière à expliquer les raisonnements sous-jacents.

La CREG insiste sur le caractère concret des mesures proposées.

II.1 Aspects légaux

13) Estimez-vous que la réglementation (loi électricité ; règlement technique ; …) – notamment la réglementation fédérale – devrait être modifiée afin d'encourager la gestion de la demande ? Sur quels points essentiels les modifications devraient-elles porter ?

14) Etes-vous favorable à l'élaboration d'une législation / réglementation encadrant de manière précise la gestion de la demande et la manière de valoriser la flexibilité sur les prélèvements, à l'image de ce qui existe dans d'autres pays ?

15) Dans quelles circonstances faudrait-il distinguer le prélèvement brut (exclusivement de la consommation) du prélèvement net (synthèse d'injections et de consommations sur un même site) ?

II.2 Rôles

16) En matière de flexibilité de la demande, quels sont les nouveaux rôles qui devraient être définis dans le modèle de marché (BSP, agrégateur, FSP, autre…) ?

17) Est-il utile ou nécessaire de définir un rôle spécifique d'agrégateur si le rôle de FSP est défini ? Dans l'affirmative, quelle serait sa valeur ajoutée ?

18) Quelles conditions spécifiques devrait remplir un FSP pour pouvoir faire des offres de participation de la demande ? Selon le type d'usage, quelles responsabilités devrait-il endosser ?

II.3 Produits spécifiques

19) La participation des FSP au marché à terme (ENDEX) est-elle pertinente ? Si oui, dans quels cas ? Si non, pourquoi ?

20) La participation des FSP aux offres libres mFRR (sans paiement d'un terme fixe de réservation) est-elle pertinente ?

21) Pouvez-vous classer par ordre d'intérêt croissant les usages (voir définition supra) auxquels la flexibilité de la demande ne participe actuellement pas et auxquels vous estimez qu'elle devrait pouvoir participer ? Dans la liste des marchés, une distinction peut être faite entre les différents produits, par exemple pour les réserves.

22) Estimez-vous que la flexibilité de la demande doit être traitée différemment de la flexibilité des unités de production (doit faire l'objet de produits spécifiques) ?

    a. Pourquoi ?

    b. Dans l'affirmative, quelles caractéristiques devraient distinguer ces produits spécifiques ?

II.4 Transfert d'énergie

II.4.1 Propriété de l'énergie

23) Quel devrait être le statut de l'énergie activée dans le cadre de la flexibilité ? Qui en est propriétaire et à quel moment ?

II.4.2 Correction du déséquilibre du BRP

Supposons que la position d'équilibre d'un BRP soit perturbée par une activation (par un FSP tiers) de flexibilité de clients finaux dont le BRP est responsable d'équilibre.

24) Le déséquilibre du BRP doit-il être corrigé ?

25) La réponse à la question précédente dépend-elle du plan de tension auquel est connecté le consommateur final dont la flexibilité est activée ? Les cas envisagés sont une connexion au réseau d'Elia, au réseau MT d'un GRD (à partir de 1 KV) et au réseau BT d'un GRD (en dessous de 1 KV). Pourriez-vous justifier votre réponse ?

26) La réponse à la question précédente dépend-elle du type de mesure (AMR ou assimilé, comptage annuel) de l'énergie du consommateur final dont la flexibilité est activée ? Pourriez-vous justifier votre réponse ?

27) Le volume utilisé pour la correction éventuelle du déséquilibre du BRP doit-il être le même que celui utilisé pour calculer l'éventuelle compensation financière ? Si non, comment le déterminer ?

II.4.3 Compensation financière

Supposons qu'un FSP active de la flexibilité issue d'un point d'injection faisant partie du portefeuille d'un BRP tiers.

28) Cette activation doit-elle donner lieu à compensation financière entre le FSP et le BRP ?

Supposons que cela donne lieu à compensation financière.

29) En partant du principe que le volume de la participation quart horaire de la demande lors d'une activation par un FSP est évalué comme la différence entre la consommation réelle et une consommation de référence (« *baseline* ») :

   a. Comment évaluer cette *baseline* ? Pourriez-vous décrire les méthodes proposées ?

   b. La méthode d'évaluation appliquée devrait-elle être :

      i. unique et imposée pour tous les produits de participation de la demande ?

      ii. unique et imposée par produit de participation de la demande mais éventuellement différente d'un produit à l'autre ?

      iii. à choisir par le FSP pour tous les produits, dans une liste de méthodes applicable à l'ensemble des produits ?

      iv. à choisir par le FSP pour chaque produit, dans une liste de méthodes éventuellement différente d'un produit à l'autre ?

      v. à choisir par le FSP pour chaque point d'injection, dans une liste de méthodes applicable à l'ensemble des produits ?

vi. à choisir par un autre acteur (acteur et modalités à spécifier) ?

c. Qui doit être responsable des mesures/comptages utilisés pour l'évaluation ?

d. Qui doit être responsable de la gestion des données utilisés pour l'évaluation ?

30) Pour ce qui concerne la détermination du prix unitaire (EUR/MWh) de la compensation financière :

a. Selon quelle(s) méthode(s) déterminer ce prix unitaire ?

b. Qui devrait être responsable de cette détermination ?

c. Le prix pour une activation de flexibilité à la hausse devrait-il être le même que celui pour une activation à la baisse ? Pourquoi ?

d. Dans la négative, sur quelles bases différencier ces deux prix ?

31) Comment le montant de la compensation devrait-il être payé ?

a. Directement entre BRP et FSP.

b. Via un intermédiaire (à préciser).

32) La présente question se réfère au cas où le BRP concerné n'est pas le fournisseur d'énergie du consommateur final qui vend sa flexibilité.

a. Ce cas pose-t-il un problème spécifique pour la compensation financière ? Pourquoi ?

b. Dans l'affirmative, la solution à ce problème doit-elle être régulée ? Si oui, en suivant quels principes ?

II.5 Information des acteurs

Les informations visées sont relatives à l'exercice de la flexibilité, et couvrent les aspects de réservation (le cas échéant) et d'activation. Pour chaque question, il est demandé de justifier le besoin de l'information et de préciser le moment où cette information devrait parvenir à son destinataire.

33) De quelles informations spécifiques le consommateur final devrait-il disposer ?

34) De quelles informations spécifiques le FSP devrait-il disposer ?

35) De quelles informations spécifiques le fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ?

36) De quelles informations spécifiques le BRP du fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ?

37) De quelles informations spécifiques le GRT devrait-il disposer ?

38) De quelles informations spécifiques le GRD au réseau duquel est connecté le consommateur final vendant sa flexibilité devrait-il disposer ?

39) Quelles sont les informations qui devraient rester confidentielles ? Pour chaque information visée, il est demandé de spécifier :

    a. pourquoi elle doit rester confidentielle,

    b. vis-à-vis de quels acteurs du marché elle doit rester confidentielle et quels acteurs peuvent y avoir accès.

40) L'information publique en termes de prix et de volume de la flexibilité de la demande (activation et, le cas échéant, réservation) est-elle suffisante ? Quelles sont vos suggestions en la matière ?

41) Parmi les informations citées, lesquelles seraient susceptibles d'enfreindre les règles en matière confidentialité (y compris les aspects de protection de la vie privée) ?

42) Quelles sont vos suggestions pour éviter la double vente de flexibilité de la demande ?

II.6 Mesures et comptages

43) Estimez-vous l'utilisation de compteurs secondaires (*metering behind the head meter*, *submetering*) utile ou nécessaire ? Pourquoi ?

44) Estimez-vous que le recours au *submetering* devrait faire l'objet d'un traitement spécifique par rapport aux mesures et comptages basés sur les compteurs de tête ? Dans l'affirmative :

    a. Sur quels éléments particuliers les différences devraient-elles porter ?

    b. Le recours au *submetering* requiert-il des adaptations au traitement du transfert d'énergie ?

45) Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de mesure/comptage dans le *submetering* ?

   a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

46) Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de gestion des données de mesure/comptage dans le *submetering* ?

   a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

II.7 Rebound effect

47) L'effet rebond (« *rebound effect* ») devrait-il être intégré dans le modèle de marché de la flexibilité sur la demande ?

48) Dans l'affirmative, quels aspects de l'effet rebond devraient-ils être pris en compte, et comment ?

III. Autres suggestions

49) Quelles autres solutions proposez-vous pour lever les obstacles identifiés ci-dessus (sur tous les plans : légal, régulatoire, contractuel, opérationnel) ?

50) Avez-vous d'autres idées ou suggestions ?

ANNEXE 2

Réponses non-confidentielles des acteurs du marché à la consultation publique

Felix, Kim

Van:	Van Bossuyt M. <MVanBossuyt@febeliec.be>
Verzonden:	mercredi 30 septembre 2015 18:35
Aan:	consult.demand
CC:	febeliec; Baerts M.-P.
Onderwerp:	Answer of Febeliec to the consultation of the CREG with respect to the means to be applied to facilitate the access to demand side flexibility in Belgium

Dear Sir or Madam,

Please find below the answer of Febeliec to the consultation on Demand Response. We remain at your disposal should you require further information.

Kind regards,

Michaël Van Bossuyt

Answer of Febeliec to the consultation of the CREG with respect to the means to be applied to facilitate the access to demand side flexibility in Belgium

Febeliec welcomes the consultation of the CREG with respect to the means to be applied to facilitate the access to demand side flexibility in Belgium, as it shows an intention of the CREG to get a clear and precise view on the issues that are still hampering the development of the full potential of demand side flexibility in Belgium. Febeliec however deplores the short delay to provide a complete and concise answer to the extensive list of questions of this consultation. Moreover, some terms and definitions should have been clarified more extensively to avoid confusion in comparing answers between respondents.

Febeliec has worked out a number of recommendations for stimulating the development of demand side flexibility:

- Provide visibility: There is a need for a stable regulatory framework guaranteeing a fair remuneration for demand side flexibility in order to attract sufficient interest and volumes
- The first objective of industry is to produce; therefore, demand side flexibility cannot solve structural capacity shortages and can only be introduced on a voluntary basis. The potential for demand side flexibility can be increased via process adjustments, but this requires investments in time and money and as such need remuneration and a stable regulatory framework
- Remove barriers: give priority to cost efficient solutions, remove commercial and legal constraints (e.g. who is the owner of load flexibility), remove system constraints (e.g. minimum size required for demand side flexibility products; duration of products, sometimes incompatible with industrial constraints), adjustment of grid codes and tariffs to allow demand side participation and remove penalizing factors, ...
- All load flexibility must be able and allowed to find its way to the market or to TSO products
- Improve transparency : give end consumers access to essential information, as current practices are usually designed for generators, not for demand side participation

Finally but importantly, for Febeliec, any market design which forces the consumer to adapt his offtake to the availability of (intermittent) energy sources is unacceptable! Pushing increasing capacity of intermittent renewable energy sources into the electricity system by means of subsidies, will lead to increasing needs for system flexibility. This will not only lead to increasing volatility of the electricity price, but also to a progressively accelerating total cost of the electricity system. Ultimately, this will cause a shift from CAPEX investments in the power industry to CAPEX investments in other segments of the economy in order to increase system flexibility, up to a point where the required

higher CAPEX investment cost for the industrial consumer (more flexible production units and even additional production units only to be operated in periods of low prices) will no longer be compensated by the benefit of producing industrial goods in those periods with a low electricity price. This will lead to an unbearable total cost of the electricity system for the industrial consumers and thus to delocalization.

Questionnaire

I. Obstacles

As end consumer

Question1: Even for large consumers, it is not an easy task to become its own BRP, as many obstacles exist. There is the substantial financial burden of becoming a BRP, be it the requirements concerning guarantees as well as the fees for being active on the Power Exchange, the practical implications for becoming BRP (e.g. the obligation to nominate etc, which require substantial staffing efforts) as well as the need for an end consumer to be able to become a BRP in its own right to have either very flexible load or flexible generation, to be able to balance its own portfolio. For most consumers, even large or very large consumers, this burden is too substantial and limits the potential to become BRP and thus direct participation onto the forward, day-ahead, intraday and/or balancing markets.

Question2: With respect to being exposed to hourly power exchange prices, it is quintessential to differentiate between two situations: On the one hand, there are consumers with a Belpex (and/or intraday prices) indexed contract, who are price takers, often because of strategic (hedging) decisions, without specific arrangement with their supplier/BRP allowing them to actively trade on the market(s), and thus do not adapt their consumption to the spot price. On the other hand, there are consumers whose consumption is truly flexible and linked to market price evolutions, and who thus have a real potential to react to price signals, be it in the day-ahead market or on shorter time frames (Intraday). The question should not be whether the supply contract is indexed to Belpex (and/or Intraday), but rather whether it allows for reactions to external price signals. In the aforementioned situations, only the second type of consumers will truly be able to offer demand side flexibility in the market.

For companies connected to the transmission grid, participation in the balancing market should in theory be possible independently of the supply contract; it implies a direct relationship with the TSO or an aggregator, and the supplier should not be a limiting factor for the access of the end user to the balancing market. At distribution grid level, the situation is much more complicated and should accordingly be addressed.

Question 3: During a long period, even after the liberalization of the electricity market, suppliers/BRPs have not really been interested to collaborate with the consumers in their portfolio nor third parties to develop demand flexibility. Only recently, market evolutions and events impacting the supply adequacy in Belgium, have caused scarcity that in turn forces suppliers/BRPs to develop flexibility outside of their own (production) portfolio. For Febeliec, it is therefore clear that demand side flexibility offers an important and valid source of flexibility during a limited number of hours of punctual system stress. However, the remarks made under question 2 remain valid here, as contracts of consumers should allow to participate in demand response products.

Febeliec also welcomes the increasing involvement and actions of aggregators, but wants to stress that it is important to guarantee sufficient competition in the aggregator role, to prevent the risk of a monopolistic market evolution.

As supplier or Balance Responsible Party (BRP) / As independent aggregator

Questions 4 to 9: For Febeliec it remains important that a level playing field for demand side flexibility exists and remains in place. Febeliec welcomes the efforts recently being made by suppliers/BRPs to (finally) develop demand side flexibility as well as the actions taken by new market players as aggregators on the market. However, it is essential for Febeliec that the option of direct participation of end consumers in demand side flexibility products is and remains possible, without intervention of intermediaries.

As transmission system operator

Question 10: Balancing product requirements should allow for both generation and demand to participate, as currently several products have been developed specifically for generation and are only open to generation offers, even though demand side response could also fulfil the requirements (e.g. R1 symmetrical (not allowed for demand even though technically possible), R2 (certain consumers could also offer R2), R3 (bidladder project still not developed, to put all available flexibility at a certain moment in competition).

Moreover, Febeliec underlines that the balancing market is an important market and that balancing products must remain interesting enough as they are in competition with other products such as strategic reserve.

Question 11: Febeliec reminds the CREG of its position towards CRMs, of which a Strategic Reserve is one. Only in case the market fails to lead to generation adequacy, capacity mechanisms can be envisaged as a last resort solution. Even then, if a CRM is introduced, it should comply with a number of strict requirements:

- it should aim at solving a specific, well-defined problem
- the need for its introduction has to be well documented (incl. cost impact assessment)
- it should be temporary, cost efficient and have minimum impact on market functioning and integration
- it should be financed by those who created the problem which CRMs aim to solve: causer / payer principle
- load flexibility should be rewarded on an equal basis compared to (additional) generation capacity

This being said, Febeliec still sees several important obstacles that hamper demand side flexibility to participate in a strategic reserve. Currently, emergency generators are not allowed by the Electricity Law to participate in the SDR product, as they do not reduce consumption. However, as they reduce offtake, they provide a pertinent and competitive solution to help solve the adequacy issue in times of activation of a strategic reserve. Secondly, the Electricity Law also provides the Minister to impose conditions on parties participating in the strategic reserve tender, if the CREG estimates the offer as manifest unreasonable. Febeliec sees a clear logic for generation, as they also have an obligation to participate in the tender, but for the demand side, this possibility prevents many potential suppliers of flexibility to participate, as this would result in an imposed curtailment and thus a non-voluntary participation. Moreover, for demand side flexibility, the concept of opportunity costs is very important to determine an activation price, as the cost of the non-produced goods is the relevant benchmark for the determination of the value and price of the demand side flexibility.
Febeliec insists that the primary criterion when contracting a strategic reserve should be the minimization of the cost for the electric system, and is not convinced that the current split of the Strategic Reserve into two different products, SGR and SDR, with predetermined minimum volume levels for both is the best way to achieve this objective.
Febeliec remains convinced that the current efforts being put forward on the strategic reserve do not capture the full potential of demand side flexibility that currently exists in the industry, and this because this available flexibility can either not be offered for a longer period (such as the five month duration of the electric winter), as this would not match with the production processes and cycles of industrial enterprises, or it is not possible to predetermine the available flexibility potential within the timeframes of the strategic reserve tendering procedure, as these volumes need to be determined long before production schedules are known. Febeliec continues to promote the much more flexible Strategic Reserve Bidladder concept it has proposed to Elia, in order to capture the maximum available short term flexibility that exists in the Belgian system at any given moment.
With respect to transparency, Febeliec believes that the ex post transparency on the results and the costs of the SGR and SDR products of the strategic reserve tender could significantly be improved. Moreover, Febeliec also proposes the publication by Elia of a not only list of all active production units but also of their operational status, including the announced closure date for all units for which such information exists. A centralized overview of the latter information is currently lacking.

As Distribution Grid Operator

Question 12: With respect to demand side flexibility on the DSO grids, the most important and crucial obstacle for the development of such flexibility is the fact that end consumers cannot be their own access holders, and as a result cannot participate directly to the market. This obstacle in effect limits extensively the development of the ample potential of demand side flexibility and forecloses the market for direct participation of the grid users.
Secondly and as already referred to in previous answers, exposure to market signals such as prices is quintessential for participation in the market and thus in demand side flexibility. This requires contracts that are linked to such price signals (e.g. DA, ID or balancing market, Cf. answers to questions 1 to 3), but also requires metering based on at least hourly measured offtake and/or injection. Each individual consumer should thus have the right to request and/or install such meters, and to deliver consumption and/or injection data to the distribution system operator or a central clearing house according to a predefined format.
Moreover, recent documents related to the functioning and organisation of the DSO grids (e.g. the connection contract proposed by Eandis and Infrax), even though beyond the jurisdiction of the CREG, are not always balanced towards the different roles of the market actors. Often they are written from the perspective of grid operators, and introduce obligations or requirements that prevent or severely limit demand side participation. If grid users have to request upfront permission from a third party (in this case the DSO, but this could also be their BRP or supplier) for any adaptation to their offtake or injection characteristics based on external (price) signals, this creates an unacceptable limitation to the functioning of the market. For Febeliec, a grid user should be the owner of his flexibility and he should be able to offer it to the market, without (non-grid related) restrictions.

II. Possible solutions

II.1 Legal aspects

Question 13: As already mentioned above, Febeliec still sees several important obstacles that hamper demand side flexibility to participate in a strategic reserve. Currently, emergency generators are not allowed by the Electricity Law to participate in the SDR product, as they do not reduce consumption. However, as they reduce offtake, they provide a pertinent and competitive solution to help solve the adequacy issue in times of activation of a strategic reserve. Secondly, the Electricity Law also provides the Minister to impose conditions on parties participating in the strategic reserve tender, if the CREG estimates the offer as manifest unreasonable. Febeliec sees a clear logic for generation, as they also have an obligation to participate in the tender, but for the demand side, this possibility prevents many potential suppliers of flexibility to participate, as this would result in an imposed curtailment and thus a non-voluntary participation.

In general, Febeliec is a strong proponent of the French vision on demand side flexibility, where ownership of the flexibility resides with the end consumer, who can market this flexibility without his BRP being able to oppose this. Furthermore, the tariff methodologies and tariffs should not preclude nor penalize the participation of demand to flexibility (e.g. rebound-effect, peak tariffs ...).

Question 14: Febeliec is not in principle a proponent of regulating demand response, but is in favor to do so if this would be the only way to ensure and safeguard the development and participation of demand side flexibility. At European level for instance, industrial consumer associations have tried for many years to introduce more possibilities for demand response in the different grid codes being developed, but every time with an alternative proposal to bring together all measures concerning load flexibility in a specific demand response grid code.

Question 15: Net offtake should be the measure used within the framework of demand side flexibility. This would be in line with the above remark on the definition of demand response and the participation of e.g. emergency generators to demand side products, as they would lower the net offtake and help alleviate issues without reducing the gross offtake. This would also be coherent with the tariff methodology for the TSO tariffs.

On closed distribution systems, it is important for underlying clients to be able to participate in demand response that submetering is allowed.

II.2 Funtions

Questions 16 to 18: Febeliec believes that the role of a new actor, be it named a BSP, aggregator or FSP, should be defined. This new actor is the actor who delivers the flexibility without intervention of the BRP/supplier; he should be allowed to do so independently from the immediate cause for action. Febeliec underlines however that such new role should not jeopardize the possibility for end consumers to directly offer their flexibility to the market, without any third party intervention.

For Febeliec, such new actors need to be competent, trustworthy and financially stable and act responsibly.

II.3 Specific products

Question 19: Febeliec a priori sees no reason for an FSP to participate in the current forward market. If however specific peakload/off-peak products were traded on this market, this might be an interesting hedging instrument for FSPs.

Question 20: Free bids are relevant, especially for demand side flexibility, as such flexibility often requires relatively small upfront investments but need an activation remuneration. Free bids should thus be allowed for both generation and demand. However, participation to free bids should not be limited to FSPs only.

Question 21: For Febeliec, the most important issue is the necessity of all flexibility to be offered directly or indirectly to the day-ahead market. This requires in the first place that all effective flexibility available in the system, be it on generation or load side, should be offered to the market through the BRPs' bids, which is currently not always the case. Febeliec does not want to soften the responsibility of BRPs nor to minimize requirements for market participants to be active on the spot market, but spot prices should correctly reflect the hour-by-hour matching of supply and demand.

Furthermore, Febeliec would like to insist on the need to introduce peak/off-peak products in the forward market, as an early indicator of the value of flexibility in the market, as is already the case in many other European countries.

For Balancing, as already mentioned in previous answers, Febeliec would like to point out:

- The need to allow demand side flexibility to participate in all balancing products;
- The need to develop as soon as possible a bidladder for tertiary reserves.

For Strategic reserves, Febeliec already pointed out the potential of an SRB (Strategic Reserve Bidladder) for bringing a maximum volume of load flexibility to this product.

Question 22: For Febeliec, minimizing the total cost of the electricity system is the major goal. Therefore, demand side flexibility should not be treated differently from flexible generation in the day-ahead, intraday and balancing markets, and should be put into competition.
For the Strategic Reserve, which is a regulated product outside of the market, a separate treatment is advisable, as generation with rather high investments costs and low activation costs is not easily put into correct and fair competition with demand flexibility with rather low investment costs but high activation costs (linked to the opportunity costs of the foregone production). Therefore, both products can have a specific role to play in a balanced strategic reserve, e.g. demand response for (very) short activations, and generation units, with a significant start/stop cost, for longer activations.

II.4 Transfer of Energy

II.4.1 Owner of the energy

Question 23: Febeliec reiterates its position on the ownership of the flexibility. The end consumer is owner of the flexibility, independent of the ownership of the energy. He should have the absolute right to not consume this energy and transfer it to another actor.

II.4.2 Correction of the BRP's imbalance

Question 24: A BRP should not be penalized by an imbalance due to an activation of demand side flexibility. A link should exist between the consumers and the flexibility service provider to remunerate for the transfer of energy. The neutralisation of the impact for the BRP could be done either by the correction of the metering data, or by a specific contract between the end consumer and the flexibility service provider. Febeliec does not have a specific preference of either of these solutions, but insist on the need that the BRP/supplier cannot block the demand response participation of the end consumer.
Question 25: The market models are completely different between the transmission and distribution grid (e.g. within the market model of the VREG, the end consumer is not even mentioned). A lot of work is thus still to be done, but in principle, there should not be a different treatment of activations of demand side flexibility within transmission and distribution grids.
Question 26: This is self-evident as in de case of end users without AMR or smart meters, it is not possible to determine the impact of the activation and so correction of the perimeter would prove difficult.
Question 27: The volume will not be the same because it has to take into account the impact of grid losses, which should be compensated for.

II.4.3 Financial compensation

Question 28: See the reply to question 24.
Question 29: For Febeliec, the baseline should be based either on the measures of the time periods previous to the activation (e.g. 4 previous quarter hours) or based on the nomination. The measurements should be conducted by a neutral party (e.g. the grid operator). In principle, every actor should have the possibility to have access to quarter hourly or at least hourly measured data; this is the major key for entering the market and thus for developing demand side response. For closed distribution systems it is important that the administrative and financial burden is limited to a strict minimum. The management of the data should also be conducted by a neutral party (e.g. the grid operator), where it is important to prevent monopolistic misuse.
Question 30: The financial compensation should in essence be based on the original supply contract, in order not to introduce losses for the BRP because of the activation. The financial compensation therefore must be calculated as the product of the volume not delivered times the price of the original supply contract, as if it were supplied.
Question 31: By the end consumer to his supplier, as no contractual direct link between BRP and FSP is required.
Question 32: No, the compensation should be based on the contract with the BRP/supplier whose perimeter is impacted. Involvement of the data clearing house will in all cases be required for transferring the metering data for the compensation.

II.5 Information of the market actors

In principle, all data and information should be treated as confidential, unless otherwise required.
Question 33: The end consumer should have access to his metering data, within the required timeframes, to compare these to his baseline.
Question 34: The FSP needs confirmation of the activated volumes by his client, either through access to the metering data or a confirmation by the data clearing house.
Question 35: None other than currently already the case.
Question 36: None other than currently already the case.
Question 37: If any, he needs to know the activated volumes to correct the nominations accordingly; he needs to play the intermediate for the transfer of the activation data and the EAN-codes of all concerned parties.

Question 38: If any, he needs to know the activated volumes to correct the flow expectations accordingly. If he plays the role of the data clearing house, he needs to play the intermediate for the transfer of the activation data and the EAN-codes of all concerned parties.
Question 39: Febeliec reiterates its position that in principle, all data and information should be treated as confidential, unless otherwise required, because of privacy reasons and commercial sensitivity.
Question 40: In order to assure market parties confidence in the markets, the target should be to make sure that all flexibility available in the system is translated in the bidding curves. It would be indicated to publish this data as much as possible on an aggregated level, and this for each market and /or product.
Question 41: In order to avoid privacy and/or confidentiality issues, it is advisable that individual data is communicated only to parties which need this information and are covered by confidentiality clauses.
Question 42: -

II.6 Measures and countings

Question 43: Allowing for submetering is important from the viewpoint of industrial consumers, as they often have internal meters for their own processes or for metering injection/consumption of underlying clients in closed distribution systems. For Febeliec, submetering should thus be allowed and parties should be allowed to install their own meters, based on clearly defined norms and/or prequalified types and models. Febeliec insists on a pragmatic approach for existing situations (e.g. on closed distribution systems), in order to avoid important cost increases for the concerned companies without proportional improvements in metering quality.
Question 44: In general, if the submeters comply with clearly defined norms and/or are prequalified types and models, their data should be considered valid and treated as such by the data clearing house. On closed distribution systems, it is often virtually impossible to allocate correctly the activated flexibility solely on the basis of the head meters.
Question 45: On a closed distribution system, this should be entrusted to the closed distribution grid operator. In any other case, it should be entrusted to the distribution or transmission system operator, and/or the data clearing house.
Question 46: See answer to question 45

II.7 Rebound effect

Question 47: The rebound effect has important implications for demand side flexibility. End consumers who lower their demand at a certain moment in time, might want or need to catch up on the lost consumption and related production at a later moment. Grid tariffs should not penalize the participation to demand side flexibility and the corresponding rebound effect. The market model should take this into account and compensate for this impact.
Question 48: See answer of question 47

III. Other suggestions

Question 49: -
Question 50: -

Michaël Van Bossuyt

Federation of Belgian Industrial Energy Consumers
Diamant Building
Bld A. Reyers, 80
B-1030 BRUSSELS
☎ +32 473 88 55 83
mvanbossuyt@febeliec.be
www.febeliec.be

Febeliec represents the industrial consumers of electricity and natural gas in Belgium.

30 september 2015

Bijdrage van Elia System Operator op de openbare raadpleging over de middelen die moeten toegepast worden om de toegang tot het vraagbeheer (*demand side flexibility*) in België te faciliteren.

Elia System Operator ("Elia") wenst constructief bij te dragen tot het initiatief van de CREG inzake deze raadpleging. De openbare raadpleging betreft een omvangrijk aantal vragen die betrekking hebben op verschillende onderwerpen en marktpartijen. Elia heeft in dit antwoord geopteerd om een zo ruim mogelijk aantal vragen (maar niet alle) te beantwoorden, vanuit het perspectief van de transmissienetbeheerder.

De integrale bijdrage dient niet als vertrouwelijk beschouwd te worden.

Vanzelfsprekend staat Elia ter beschikking van de CREG voor enige verdere toelichting.

I. Tegengekomen obstakels

10) VOOR ELK VAN DE ONDERSTEUNENDE DIENSTEN, WELKE OBSTAKELS KOMT U TEGEN BIJ DE ONTWIKKELING VAN DE DEELNAME VAN HET VRAAGBEHEER?

Aangezien de verkoop van elektriciteit niet de kernactiviteit is van de consumenten, moeten zij de afweging maken om hun flexibiliteit te commercialiseren zonder hun industriële activiteiten al te veel in de war te sturen. Zo zal een industriële site er geen probleem mee hebben om het verbruik te verminderen, zolang dit geen negatieve impact heeft de productiequota die ze verondersteld wordt te halen. Daarenboven kan een individuele site moeilijk voorspellingen maken op langere termijn over de beschikbaarheid van haar flexibiliteit.

Deze randvoorwaarden vertalen zich in de praktijk in volgende beperkingen voor de activatie van flexibiliteit:

- Maximale duurtijd van de activaties
- Maximum aantal activaties of het aantal opeenvolgende activaties binnen eenzelfde periode
- Minimumtijd tussen twee activaties
- Beschikbaarheidsgarantie van de flexibiliteit

Elia heeft sinds 2013 verschillende producten in de markt gezet rekening houdende met de bovenvermelde beperkingen van de aanbieders aan de vraagzijde. Door intensief overleg met de marktpartijen, en innovatief inspelen op deze beperkingen van de aanbieders aan de vraagzijde en tegelijkertijd rekening te houden met de bepalingen vanuit de Europese reglementering inzake de ondersteunende diensten (ENTSO-e Policy1) is Elia erin geslaagd om de deelname van de vraag aan de levering van ondersteunende diensten stelselmatig uit breiden. Hierbij verwijzen we naar de rapportering t.a.v. de federale regering over de vooruitgang van de verdere ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit en het vraagbeheer sinds 2013.

Een grotere participatie van de vraag stuit vandaag op een principiële tegenstelling tussen marktpartijen m.b.t. de confidentialiteit van de toegangspunten waarop het vraagbeheer wordt gerealiseerd. Enerzijds pleiten aggregatoren voor een strikte bewaking van de confidentialiteit gezien deze commercieel gevoelige waarde betreft en anderzijds pleiten de BRPs voor de nodige informatie op het niveau van het toegangspunt om hun wettelijke (balancing) verplichtingen zo goed mogelijk na te komen. Voor Elia is het essentieel dat de rol van de BRP, in een reactieve balancing context, gehandhaafd blijft en dat deze over de nodige informatie beschikt om zijn rol in de balanshandhaving zo efficiënt mogelijk te kunnen spelen. Dit impliceert niet alleen een tijdige notificatie ingeval van een activatie maar ook een accurate informatie voor het correct voorspellen van de vraag. Elke degradatie van de voorspellingen door de BRP impliceert immers een rechtstreekse impact op het residuele onevenwicht dat Elia dient te beheren. Bijgevolg dient elk vooropgesteld model een kosten-baten-afweging te maken tussen enerzijds het behoud van de commerciële confidentialiteit en anderzijds het risico op een verminderde transparantie in het functioneren van de markt met als resultaat een daling van de kwaliteit van de balanshandhaving en dus een mogelijke stijging van de nood aan reserves.

Een tweede aandachtspunt is de bepaling van de referentiecurve die gebruikt wordt bij de bepaling van de geactiveerde energie. Daar pleit Elia voor een consensus in de markt om gezamenlijk naar een kostenefficiënte oplossing te zoeken. Een unieke en perfecte referentiecurve bestaat niet en dus dienen marktpartijen te aanvaarden dat deze referentiecurve een benadering is en bijgevolg de

geactiveerde energie steeds een best mogelijke inschatting is. Om de participatie van vraagbeheer te faciliteren en een verdere uitbreiding van de producten mogelijk te maken, bijv. op het distributienet waar geen nominaties door de BRP aanwezig zijn, is deze bereidheid tot consensus belangrijk.

11) WELKE OBSTAKELS ZIJN ER VOLGENS U MOMENTEEL VOOR EEN VERHOOGDE DEELNAME VAN HET VRAAGBEHEER AAN DE STRATEGISCHE RESERVE?

De obstakels waar het vraagbeheer tegen aankijkt in het kader van strategische reserves zijn dezelfde als voor de ondersteunende diensten, namelijk een beperking van de activaties omwille van technische en commerciële randvoorwaarden.

Net zoals voor de ondersteunende diensten, moet ook hier een evenwicht worden gevonden tussen duidelijk omschreven specificaties die rekening houden met de vermelde beperkingen, de noden van het elektrische systeem, evenals het aantal varianten van de verschillende producten (bijvoorbeeld drop to/by, SDR 4/12, submetering, CDS,...), terwijl er moet worden gestreefd naar een zekere harmonisatie en een beperkte complexiteit.

Het wettelijke kader betreffende de strategische reserves bevordert de deelname van de vraag door te voorzien in een directe en volledige concurrentie tussen vraagbeheer en productie, ondanks een duidelijke asymmetrie tussen deze twee segmenten: de eerste soort biedt op vrijwillige basis zijn flexibiliteitsdiensten aan, met de nodige beperkingen en nog steeds deelnemend aan de markt, terwijl de tweede soort verplicht is een offerte in te dienen, buiten de markt te blijven en bovendien volledig ter beschikking te zijn. Een dergelijke discrepantie bestaat ook in de kosten die de verschillende aanbieders van SDR of SGR dienen te dekken, wat aanleiding geeft tot heel uiteenlopende offertes.

Elia heeft selectie- en toekenningsregels opgesteld voor de aanbesteding van de strategische reserves met als doel het respecteren van deze concurrentie en rekening houdend met de verschillen. Daarentegen stelt Elia vast dat het bijzonder moeilijk is om criteria op te stellen die beide diensten met elkaar kunnen vergelijken, waardoor de selectiecriteria complex zijn en onderhevig aan kritiek. Elia betwijfelt de effectiviteit van de rechtstreekse concurrentie tussen beide types strategische reserves, in tegenstelling tot een op voorhand vastgelegde verdeling van de volumes tussen SDR en SGR.

Tot slot wil Elia nog opmerken dat het mogelijks opleggen van een prijs, zoals voorzien in het KB, voor sommige netgebruikers een toetredingsdrempel is, waardoor een deel van het potentieel verloren gaat.

II. Mogelijke oplossingen

II.1 Wettelijke aspecten

13) VINDT U DAT DE REGELGEVING (ELEKTRICITEITSWET; TECHNISCH REGLEMENT;...) - IN HET BIJZONDER DE FEDERALE REGELGEVING - ZOU MOETEN WORDEN AANGEPAST OM HET VRAAGBEHEER TE BEVORDEREN? WELKE ESSENTIËLE PUNTEN ZOUDEN MOETEN WORDEN AANGEPAST?

In de discussies met de verschillende stakeholders komt telkens de rol van een Flexibility Service Provider (FSP) naar voor. Indien deze FSP effectief een rol in de markt wordt toebedeeld, moet ze minstens nauwkeurig omschreven worden: wat wordt begrepen onder de flexibiliteit en welke zijn de verantwoordelijkheden van de FSP tegenover de andere marktpartijen, in het bijzonder tegenover de netbeheerder, leverancier en BRP. Bijv. in welke mate onderscheidt een FSP zich van een leverancier die dynamische prijssignalen hanteert in zijn leverancierscontract? De huidige marktprocessen volstaan indien de FSP en de BRP in wiens portefeuille er flexibiliteit wordt geactiveerd dezelfde partij zijn of indien er een bilateraal akkoord bestaat tussen beide. Voor de marktwerking dient de rol van FSP bijgevolg enkel gedefinieerd te worden indien FSP en BRP verschillende, onafhankelijke partijen kunnen zijn.

Daarnaast stelt zich de vraag over welke gegevens de verschillende marktpartijen dienen te beschikken in verband met de activatie van flexibiliteit en welke mate van confidentialiteit daarbij gerespecteerd moet worden.

De Europese (cf. Network Code on Balancing), federale en regionale regelgeving dienen op elkaar afgestemd te zijn aangezien flexibiliteit mogelijks een impact heeft op de verschillende elektriciteitsmarkten en bevoegdheidsniveaus. Hiertoe zal overleg met de stakeholders onontbeerlijk zijn.

14) BENT U VOOR EEN WETGEVING/REGELGEVING DIE VRAAGBEHEER EN DE MANIER WAAROP DE FLEXIBILITEIT M.B.T. DE AFNAMES WORDT GEVALORISEERD, PRECIES OMKADERT, NAAR HET VOORBEELD VAN HETGEEN IN ANDERE LANDEN BESTAAT?

Een wetgevend kader dat de verschillende rollen in de markt vastlegt zou moeten volstaan. Het definiëren van flexibiliteit en de manier waarop deze verrekend wordt, kan beter worden overgelaten aan de marktpartijen (met inbegrip van goedkeuring door de regulator) gezien de grote diversiteit in de verschillende bronnen van flexibiliteit en gezien de grote en kort opeenvolgende evoluties in de ontwikkeling ervan. Het overleg tussen de marktpartijen dat vandaag al aan de gang is, verdient het om alle kansen te krijgen aangezien dit de manier is om te komen tot een algemeen gedragen model. Een al te strak regelgevend kader riskeert de flexibiliteit dermate te omlijnen dat een deel van het potentieel verloren gaat. In die zin zou het wetgevend kader op zich een obstakel kunnen vormen terwijl ze net als doel heeft om zoveel mogelijk obstakels weg te werken. Bovendien dient op korte termijn rekening gehouden te worden met de bepalingen uit de Network Code on Balancing.

Wat de flexibiliteit in het kader van balancing betreft volstaat de huidige werkwijze waarbij de wet de grote lijnen vastlegt, terwijl de reservediensten worden ontwikkeld in overleg met de marktpartijen en vastgelegd in door de CREG goedgekeurde regels (bijv. werkingsregels voor de kwartieronevenwichten).

15) WANNEER MOET EEN ONDERSCHEID GEMAAKT WORDEN TUSSEN DE BRUTOAFNAME (UITSLUITEND DE CONSUMPTIE) EN DE NETTOAFNAME (SAMENVOEGING VAN DE INJECTIES EN DE CONSUMPTIE OP EENZELFDE SITE)?

Voor het beheer van de veiligheid en betrouwbaarheid van het net kan het interessant zijn een opsplitsing te maken tussen de bruto en de netto afname. Meer informatie over de bruto afname laat de netbeheerder namelijk toe om in te schatten welke afname mogelijks door zijn net beleverd moet worden, wat van belang kan zijn voor de dimensionering en de exploitatie. Op gebied van flexibiliteit stelt zich eerder de noodzaak om het volume aan beschikbare en/of geleverde flexibiliteit nauwkeurig vast te stellen. Hiervoor kan een beroep gedaan worden op submetering. (cf vraag 43). Submetering met betrekking tot flexibiliteit zal dus eerder dienen voor een meer nauwkeurige opname van de flexibiliteit dan wel voor een registratie van de totale bruto afname.

II.2 Functies

16) WAT DE FLEXIBILITEIT VAN DE VRAAG BETREFT, WELKE NIEUWE FUNCTIES ZOUDEN MOETEN WORDEN GEDEFINIEERD IN HET MARKTMODEL (BSP, AGGREGATOR, FSP, ANDERE,...)?

De bestaande rollen van netgebruiker, netbeheerder, leverancier en BRP zijn duidelijk gedefinieerd. De Network Code Balancing voorziet in de introductie van de rol van Balancing Service Provider (BSP) als aanbieder van diensten aan de TNB.

De notie van aggregator beschrijft eerder een manier waarop flexibiliteit gerealiseerd wordt: door het aggregeren van verschillende netgebruikers die samen als een geheel hun flexibiliteit aanbieden. Het aanbieden van flexibiliteit kan echter ook door individuele netgebruikers gebeuren, zonder aggregatie.

De rol van FSP is van toepassing op de dienstverlener van flexibiliteit, m.a.w. de partij die flexibiliteit aanbiedt aan een derde partij en deze rol kan zowel vervuld worden door de netgebruiker zelf, zijn leverancier, een onafhankelijke partij of de BRP. De FSP is te beschouwen als een antagonist van de leverancier: waar de leverancier zorgt voor de belevering van zijn netgebruikers met elektriciteit, zorgt de FSP voor de vermarkting van de flexibiliteit van zijn netgebruikers. In de eerste situatie is de netgebruiker de klant van de leverancier; in de tweede situatie is de netgebruiker dienstverlener aan de FSP die op zijn beurt de geaggregeerde flexibiliteit vermarkt aan derde partijen.

17) IS HET NUTTIG OF NOODZAKELIJK OM EEN SPECIFIEKE FUNCTIE VAN AGGREGATOR TE DEFINIËREN ALS DE FUNCTIE VAN FSP IS GEDEFINIEERD? INDIEN JA, WAT ZOU DE TOEGEVOEGDE WAARDE DAARVAN ZIJN?

Zie vraag 16: de term aggregator zegt iets over de manier waarop een flexibiliteit wordt aangeboden, maar niet over de rol die de desbetreffende partij speelt op de markt. Een BRP is in zekere zin ook een aggregator, net zoals een BSP een aggregator kan zijn. Het is bijgevolg niet nodig om de term aggregator als specifieke rol te voorzien.

18) AAN WELKE SPECIFIEKE VOORWAARDEN ZOU EEN FSP MOETEN VOLDOEN OM EEN BOD VOOR DE DEELNAME VAN DE VRAAG TE DOEN? WELKE VERANTWOORDELIJKHEDEN, VOLGENS HET SOORT GEBRUIK, ZOU DIE OP ZICH MOETEN NEMEN?

De verantwoordelijkheden van de FSP zouden niet mogen afhangen van het soort gebruik voor de flexibiliteit. Indien de FSP flexibiliteit levert aan een derde partij (BRP, BSP of netbeheerder), dan is hij verantwoordelijk voor de kwaliteit en de correcte levering van zijn flexibiliteitsdienst, zoals afgesproken met de afnemer ervan.

Anderzijds dient de FSP de voorschriften van de netbeheerder te volgen (indien van toepassing) om te vermijden dat de activatie van flexibiliteit de veiligheid of betrouwbaarheid van het net in het gedrang brengt.

Daarenboven dient erover gewaakt te worden dat de FSP met de activatie van zijn flexibiliteit geen schade berokkent aan een andere marktpartij, bijvoorbeeld de BRP van de netgebruiker wiens flexibiliteit hij activeert. De beste manier om dit te waarborgen is een transfer van de evenwichtsverantwoordelijkheid voor het geactiveerde volume van deze BRP naar de FSP. Door deze transfer ondervindt de BRP geen effect van de geactiveerde flexibiliteit en is de BRP ook niet geneigd om corrigerende maatregelen te nemen die de activatie van de flexibiliteit binnen zijn portefeuille, maar ook op macroniveau zouden tenietdoen. Dit veronderstelt dat de FSP zelf ook BRP is of op zijn minst een contract heeft met een andere BRP, de zgn. geassocieerde BRP, zoals voor BSP's ook al is opgenomen in de aanbeveling van ACER mbt de Network Code on Balancing.

Het statuut van BRP (of het contract met de geassocieerde BRP) in combinatie met de transfer van de evenwichtsverantwoordelijkheid over de geactiveerde flexibiliteit vermijdt dat de FSP een contract hoeft aan te gaan met de BRP van de netgebruiker waarvan hij de flexibiliteit vermarkt. Dit strookt bovendien met de hierboven vermelde analogie tussen leverancier en FSP: beide dienen voor hun netgebruikers een BRP aan te duiden die de verantwoordelijkheid voor het evenwicht overneemt.

Indien de FSP actief wil zijn op de Day Ahead (DA) of Intraday (ID) markt, dan komt het erop neer dat hij transacties uitvoert met een overdracht van energie van de ene BRP (in wiens portefeuille de flexibiliteit geactiveerd wordt door de FSP)naar de BRP (die de energie koopt) voor een bepaalde periode. De verhandeling van flexibiliteit moet hier worden gezien als een inherent onderdeel van de handel in het product elektriciteit tussen BRP's en niet als een aparte markt van de dienst flexibiliteit. Dit soort transacties dienen toegekend te worden aan de evenwichtsperimeters van de betrokken BRPs en dus genomineerd te worden op de hub van Elia. Door het verwerven van het statuut van BRP of via het afsluiten van een contract met een BRP kan de FSP zijn transacties nomineren op de hub of via Belpex en dus onbeperkt deelnemen.

II.3 Specifieke producten

19) Is de deelname van de FSP's aan de termijnmarkt (ENDEX) relevant? Indien ja, in welke gevallen? Indien neen, waarom niet?

Het is essentieel dat vraagbeheer de weg vindt naar de reguliere groothandelsmarkten zoals de DA en de ID markt (cf. het vorige antwoord). Deelname van flexibiliteit aan de termijnmarkt is minder vanzelfsprekend aangezien deze heel ver van de real time gebeurt, wat het preferentiële domein van flexibiliteit is. De termijnmarkt is een markt waarop uitsluitend energie wordt verhandeld als een future tussen BRP's en die weinig tot niets met flexibiliteit heeft te maken.

20) Is de deelname van de FSP's aan de vrije biedingen mFRR (zonder betaling van een vaste reserveringstermijn) relevant?

De deelname van vraagbeheer in deze markt is uiterst relevant. De draft Network Code on Balancing heeft daartoe de rol van Balancing Service Provider gecreëerd om balancing diensten (zowel capaciteit als energie) aan te bieden. De hogervermelde ACER-aanbeveling op de Netwerk Code on Balancing voorziet tevens dat de BSP een contract dient op te stellen met een BRP die onafhankelijk is van de BRP van de leverancier op het betrokken toegangspunt. M.a.w., de BSP is verplicht zich contractueel te verbinden aan een BRP, zodat de geactiveerde volumes (en de verschillen tussen de gevraagde en geactiveerde energie) eenduidig kunnen toegewezen worden (gealloceerd) aan deze geassocieerde BRP.

22) Vindt u dat de flexibiliteit van de vraag anders moet behandeld worden dan de flexibiliteit van de productie-eenheden (met betrekking tot specifieke producten)?

a. Waarom?

De mogelijkheid tot aggregatie van flexibiliteit afkomstig van vraagbeheer en productiemiddelen in éénzelfde vrije bieding (zgn. portfolio based biedingen), zoals voorzien in de draft Network Code on Balancing, impliceert dat een verschillende behandeling niet wenselijk is. Bovendien is een verregaande harmonisatie nodig in de vorm van zgn. standaardproducten, in een streven naar een grensoverschrijdende samenwerking. Elke specifieke behandeling van flexibiliteit van de vraag leidt immers tot een fragmentatie van het aanbod en bemoeilijkt een zgn. level playing field.

Anders is het gesteld voor bepaalde reservediensten die Elia contracteert. Hier kan het wel verantwoord zijn om een afwijkende behandeling toe te passen voor vraagbeheer, namelijk voor redenen van operationele netveiligheid of indien sommige bronnen van vraagbeheer niet kunnen voldoen aan de specificaties van de standaard reservediensten van Elia. Dit onderscheid kan uiteraard alleen worden toegepast op voorwaarde dat deze niet leidt tot een verstoring van de marktwerking.

b. Indien ja, volgens welke kenmerken zou er een onderscheid moeten gemaakt worden tussen deze specifieke producten?

De belangrijkste kenmerken die vraagbeheer kenmerken zijn de reactietijd, activatieduur, tijd tussen opeenvolgende activaties en de beschikbaarheid. Indien een significant volume van vraagbeheer beperkt wordt door één of een combinatie van deze kenmerken, en aldus geen toegang heeft tot de standaard reservediensten van Elia, kan op deze basis een onderscheid gemaakt worden.

II.4 Overdracht van energie

II.4.1 Eigenaar van de energie

23) WELK STATUUT ZOU ENERGIE DIE IN HET KADER VAN DE FLEXIBILITEIT WERD GEACTIVEERD MOETEN HEBBEN? WIE IS ER EIGENAAR VAN EN OP WELK MOMENT?

Elektriciteit wordt op verschillende markten verhandeld, waarbij het er finaal op neerkomt dat de elektriciteit door tussenkomst van één of meerdere BRP's en leveranciers van de producent naar de verbruiker stroomt. De verschillende transacties op de termijn-, DA- en ID-markt zijn te beschouwen als futures tussen marktpartijen over een bepaalde hoeveelheid energie op een bepaald ogenblik tegen een bepaalde prijs. Als product bestaat elektriciteit slechts een fractie van een seconde, waarbij de eigendom ervan overgaat volgens de afgesloten transacties. Voor alle transacties die niet (volledig) worden uitgevoerd zoals overeengekomen tussen marktpartijen, komt de TSO tussen: de teveel geproduceerde energie wordt via het evenwichtssysteem automatisch en ogenblikkelijk eigendom van de TSO. De TSO stelt deze energie (tegen de onbalansprijs) ter beschikking van de BRP's die op datzelfde ogenblik te weinig productie hebben. De TSO staat er bovendien voor in dat elk residueel overschot of tekort ogenblikkelijk wordt gecompenseerd. De elektriciteit die wordt geconsumeerd wordt de facto eigendom van de eindverbruiker. Dit betekent dat de eigendom van elektriciteit hetzij rechtstreeks via de betrokken BRP's, hetzij via de TSO overgaat van de producent naar de eindgebruiker.

In tegenstelling tot het product elektriciteit is de flexibiliteit te beschouwen als een dienst die door de netgebruiker via een FSP aan marktpartijen wordt aangeboden. De activatie van flexibiliteit in het kader van evenwichtsbeheer (dus op vraag van een BRP voor het beheer van zijn portefeuille of van de TNB voor het beheer van het residuele onevenwicht in de regelzone) is slechts effectief indien de BRP van de geactiveerde netgebruiker zijn dienst verder levert alsof de activatie niet heeft plaatsgevonden. De BRP zal dit alleen doen indien hij voor deze dienst gevrijwaard wordt van het daaruitvolgende onevenwicht en/of een correcte vergoeding ontvangt (en tijdig genotifieerd wordt). Dit kan op verschillende manieren worden gerealiseerd: naast een correctie in de perimeter van de BRP, gekoppeld aan een correcte vergoeding, zijn ook andere formules mogelijk. De activaties van R3DP hebben bijvoorbeeld als doel om de balancingmarkt gedeeltelijk te ontlasten. Hierbij wordt de perimeter van de BRP niet gecorrigeerd en wordt deze vergoed via het mechanisme van de onevenwichtsprijs. De werkingsregels voor de kwartieronevenwichten garanderen immers een voldoende hoge (onbalans)vergoeding voor de dienst die door de betrokken BRP wordt geleverd.

II.4.2 Correctie van het onevenwicht van de BRP

24) MOET HET EVENWICHT VAN DE BRP WORDEN GECORRIGEERD?

Het is essentieel dat de BRP van het toegangspunt waarop het vraagbeheer gerealiseerd wordt vergoed wordt aangezien hij verondersteld wordt zijn dienst verder te leveren. Een correctie van de perimeter vrijwaart de BRP van het onevenwicht dat voortvloeit uit de activatie van de flexibiliteit in zijn perimeter door een derde partij. De correctie van de perimeter volstaat echter nog niet als vergoeding voor de geleverde dienst. Een correcte vergoeding vraagt nog een bijkomende financiële compensatie (cf. vraag 28).

Het niet-corrigeren van de BRP-perimeter (bijv. R3DP en SDR) impliceert een vergoeding via de onbalanstarieven. Enkel een geschikt design, afgestemd met de marktpartijen en goedgekeurd door

de CREG, kan ervoor zorgen dat deze vergoeding voldoende hoog is, waardoor deze manier van vergoeden slechts voor een beperkt aantal reservediensten mogelijk is.

25) HANGT HET ANTWOORD OP DE VORIGE VRAAG AF VAN HET SPANNINGSNIVEAU WAAROP DE EINDVERBRUIKER WAARVAN DE FLEXIBILITEIT WERD GEACTIVEERD, IS AANGESLOTEN? DE BESCHOUWDE GEVALLEN ZIJN EEN AANSLUITING OP HET ELIA-NET, HET MS-NET VAN EEN DNB(VANAF 1 KV) EN HET LS-NET VAN EEN DNB (MINDER DAN 1 KV). GRAAG VERKLARING VAN UW ANTWOORD.

Vandaag bestaan al verschillen tussen de behandeling van een activatie van flexibiliteit in functie van het spanningsniveau van de aansluiting. Deze komen vnl. voort uit de keuze van voldoende nauwkeurige referentiecurve waarmee de geactiveerde flexibiliteit berekend wordt. Op transmissieniveau beschikken de partijen hiervoor over de nominaties als eventuele referentie, maar op distributienetniveau bestaan die niet en moet een alternatieve berekeningswijze gezocht worden. Zoals eerder vermeld is het belangrijk om een marktconsensus te bereiken over dergelijke referentiecurves als basis voor controle en financiële verrekening. In afwezigheid van deze marktconsensus is het aanvaardbaar dat er verschillen zijn in de berekening en verrekening van de geactiveerde flexibiliteit zolang elke partij correct vergoed wordt voor de geleverde dienst.

26) HANGT HET ANTWOORD OP DE VORIGE VRAAG AF VAN DE MANIER WAAROP DE ENERGIE VAN DE EINDVERBRUIKER WIENS FLEXIBILITEIT WERD GEACTIVEERD WORDT GEMETEN (AMR OF GELIJKAARDIG, JAARLIJKSE TELLING)? GRAAG VERKLARING VAN UW ANTWOORD.

Het is essentieel dat de activatie van de flexibiliteit verifieerbaar is. Dit impliceert dat de granulariteit van de periode van de gemeten reactie of geactiveerde energie dient overeen te stemmen met de granulariteit van de settlement periode. Diensten op de balancingmarkt vragen bijgevolg om een meting op kwartierbasis.

27) MOET HET GEBRUIKTE VOLUME VOOR DE EVENTUELE CORRECTIE VAN HET ONEVENWICHT VAN DE BRP HETZELFDE ZIJN ALS HET VOLUME GEBRUIKT OM DE EVENTUELE FINANCIËLE COMPENSATIE TE BEREKENEN? INDIEN NEEN, HOE MOET DIT BEPAALD WORDEN?

Indien flexibiliteit geactiveerd wordt door de BSP (als vrije bieding in de balancingmarkt) of door een BRP (in de DA- / ID-markt – cf. vraag 18) die niet de BRP is van het betrokken toegangspunt, dan dient het volume, gebruikt voor de correctie van de perimeter, identiek te zijn aan het volume, gebruikt voor de berekening van de financiële compensatie van de BRP.

De activatie van flexibiliteit bij een netgebruiker in de portefeuille van een BRP door een andere partij kan enkel correct gecorrigeerd worden door middel van de werkelijk geactiveerde flexibiliteit. Aan de vragende partij (zijnde de kopende BRP op de DA- / ID-markt, dan wel Elia op de balancingmarkt) wordt het gevraagde volume toebedeeld. In het geval van een transactie op de DA- / ID-markt dient het verhandelde volume genomineerd te worden tussen de vragende BRP en de BRP van de aanbiedende FSP (de zgn. geassocieerde BRP) op de hub van Elia (cf. vraag 18) Het verschil tussen het gevraagde volume en het werkelijk geactiveerde volume komt dan ten laste van de FSP, namelijk in de perimeter van de geassocieerde BRP.

II.4.3 Financiële compensatie

28) Moet deze activering leiden tot financiële compensatie tussen de FSP en de BRP?
Het is belangrijk dat de partijen die niet rechtstreeks betrokken zijn in dergelijke transactie, zoals de derde BRP (bij wie de flexibiliteit geactiveerd wordt), correct vergoed worden. Zoals eerder gesteld vrijwaart de correctie van de perimeter de BRP enkel voor het onevenwicht dat volgt uit een activatie van flexibiliteit bij zijn netgebruikers door een derde partij. Dit volstaat niet als vergoeding voor de geleverde dienst van de BRP, i.e. het verder verzorgen van het evenwicht binnen zijn portefeuille. Bijgevolg dient een correcte vergoeding te worden voorzien van de FSP naar de BRP.
Indien de perimeter van de BRP gecorrigeerd wordt, is er geen impact voor de BRP en wordt deze vergoed via de normale marktprocessen,

30) Wat de bepaling van de eenheidsprijs (EUR/MWh) van de financiële compensatie betreft:
a. Volgens welke methode(s) moet deze eenheidsprijs worden bepaald?
De vergoeding tussen FSP en BRP dient transparant en correct te zijn. De prijs tegen dewelke de geactiveerde flexibiliteit verrekend wordt, dient bovendien marktgebaseerd te zijn om de sourcingkosten van de BRP te reflecteren.

32) Deze vraag verwijst naar het geval waarin de betreffende BRP niet de energieleverancier is van de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt.
a. Stelt zich in dit geval een specifiek probleem voor de financiële compensatie? Waarom?
Neen, aangezien het volumerisico bij de BRP ligt: de leverancier vergoedt de BRP enkel voor de verbruikte energie.

II.5 Informatie van de marktspelers

37) Over welke specifieke informatie zou de TNB moeten beschikken?
De TNB dient over alle informatie te beschikken die technisch noodzakelijk is voor het uitvoeren van zijn rol in het kader van de marktprocessen. Het gaat om de allocatie van de energievolumes voor de berekening van het onevenwicht van elke BRP, waarvoor ook de resultaten van de allocatie van elke DNB nodig zijn.
Daarnaast dient de TNB ook te beschikken over alle nodige gegevens voor het verrekenen van de ondersteunende diensten en de strategische reserves. Dit zijn de controles op de gereserveerde en geactiveerde volumes. Als enige koper van deze diensten dient de TNB daarnaast ook de correctheid van de gebruikte gegevens te kunnen verifiëren, bijvoorbeeld indien een deel van de berekeningen wordt uitbesteed aan andere netbeheerders.

42) Welke suggesties heeft u om te vermijden dat de flexibiliteit van de vraag twee keer wordt verkocht?
Flexibiliteitsvolumes in het kader van reservediensten voor Elia worden gecontroleerd op beschikbaarheid en activatie. Indien de BSP zijn gecontracteerde volumes verkoopt aan een andere marktpartij, zal deze gepenaliseerd worden in de beschikbaarheid bij een activatie die niet op vraag van Elia gebeurt.

Flexibiliteit verhandeld tussen marktpartijen (DA en/of ID) is het voorwerp van een transactie die genomineerd wordt tussen deze partijen, nl. de gevraagde flexibiliteit tussen vragende BRP en de BRP van de FSP. De effectief geactiveerde flexibiliteit wordt geregistreerd door een neutrale partij en gecorrigeerd in de perimeters van zowel de BRP in wiens portfolio de flexibiliteit geactiveerd werd als de geassocieerde BRP. Het verschil tussen de gevraagde en geactiveerde flexibiliteit wordt verrekend met de geassocieerde BRP.
Indien flexibiliteit tweemaal zou verkocht (genomineerd) worden, zal deze slechts eenmaal geregistreerd worden en dus gecorrigeerd in de perimeter de geassocieerde BRP. De teveel verkochte flexibiliteit komt dus als een onevenwicht ten laste van deze geassocieerde BRP.

II.6 Metingen en tellingen

43) VINDT U DAT HET GEBRUIK VAN SECUNDAIRE METERS (METERING BEHIND THE HEAD METER, SUBMETERING) NUTTIG OF NOODZAKELIJK IS? WAAROM?

Het gebruik van secundaire meters kan nuttig zijn voor een meer precieze bepaling van de aanwezige of geactiveerde flexibiliteit of om meerdere producten achter een hoofdmeter te kunnen aanbieden. Of de flexibiliteit wordt gemeten met een hoofdmeter of een submeter zou geen impact mogen hebben op de verdere marktprocessen met betrekking tot deze flexibiliteit: de volumes moeten op dezelfde manier worden verwerkt en verrekend. Het gaat immers om dezelfde flexibiliteit, enkel de manier van volumebepaling verschilt. Hierbij moet wel worden gewaarborgd dat er geen dubbeltelling mogelijk is: indien een netgebruiker een submeter wenst te gebruiken voor de bepaling van zijn flexibiliteit, dan dient al zijn flexibiliteit via submeters bepaald te worden en dienen die submeters aparte circuits te meten die niet met elkaar in verbinding staan.
Indien deze volumes dienen voor een correctie in de perimeter van de BRP, betekent het dat de meetwaarden een invloed zullen hebben op de afrekening van het onevenwicht via de allocatieprocessen. In die zin is het aangeraden dat de gegevens van dergelijke submeters worden beheerd en gevalideerd door dezelfde partij als de gegevens van de headmeter.

II.7 Rebound effect

47) MOET HET REBOUND EFFECT WORDEN GEÏNTEGREERD IN HET MARKTMODEL VOOR DE FLEXIBILITEIT VAN DE VRAAG?

Het is zeer moeilijk om een sluitend causaal verband te leggen tussen een activatie van flexibiliteit en de daaropvolgende (mogelijke) rebound effecten. Om deze redenen, lijkt het ons opportuun om de verrekening van (mogelijke) rebound effecten op te vangen in het leveringscontract. Deze zijn dus het voorwerp van een commerciële onderhandeling tussen leverancier en netgebruiker. Het staat de leverancier vrij een clausule op te nemen in zijn contract om deze gevolgen te verrekenen, zoals het de eindgebruiker vrij staat deze mee te nemen in zijn contract met de FSP.

POSITION

Subject: CREG consultation on the means to be applied to facilitate access to demand side flexibility in Belgium
Date: 30 September 2015

Contact: Steven Harlem
Phone: 0032 2 500 85 89
Mail: steven.harlem@febeg.be

Introduction

CREG is organizing a consultation on the means to be applied to facilitate access to demand side flexibility in Belgium. The deadline of the consultation is the 30th of September, 2015.

FEBEG has integrated all inputs, comments and reactions in this document that is not confidential.

FEBEG wants to point out that the questions have been answered mainly based on the current potential in flexibility wich is mainly focused on B2B customers (commercial/industrial) connected to TSO and DSO network. FEBEG is of the opinion that a more standardized approach for the residential customers in the long run should be investigated.

Questionnaire

I. Tegengekomen obstakels

Onder obstakel verstaat de CREG zowel wetgeving, regelgeving, contractuele bepaling als een operationele of financiële beperking (cf. gebrek aan personeel, technische beperking) die het flexibiliteitsaanbod zouden beperken.

Dit gedeelte van de vragenlijst is opgesplitst per type marktspeler. U mag evenwel uw mening geven over de obstakels waarmee andere marktspelers te maken krijgen.

Als eindverbruiker

1) Indien u eveneens uw eigen BRP bent, bent u momenteel rechtstreeks actief op ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM en/of de reserve- en balancing markten (gelieve gebruik en producten te verduidelijken – zie definities hierboven)?

a. Indien dat het geval is, wat zijn volgens u de obstakels die u verhinderen om meer deel te nemen aan deze markten (per markt en per product)?

Not applicable.

b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen/verhinderen om het te doen (per gebruik en per product)?

Not applicable.

c. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor en welke elementen zouden u van mening kunnen doen veranderen?

Not applicable.

2) Bent u via uw leveringscontract momenteel gebonden aan de uurprijzen op de Belpex DAM/CIM en/of de onevenwichtstarieven?

a. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen/verhinderen om het te doen?

Not applicable.

b. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor en welke elementen zouden u van mening kunnen doen veranderen?

Not applicable.

3) Heeft u met een derde (uw leverancier/BRP, een andere leverancier/BRP, een onafhankelijke aggregator, een netbeheerder of een andere marktspeler) een contract gesloten die deze derde toelaat een aanpassing van uw afnameprofiel te vragen (cf. moduleringsclausule, afschakelbaar vermogen of onderbreekbaarheid)?

a. Indien dit het geval is en u bepaalde obstakels bent tegengekomen, zou u deze kunnen opnoemen en aangeven of deze obstakels nog steeds bestaan (per markt en per product)?

Not applicable.

b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen/verhinderen om het te doen (per markt en per product)?

Not applicable.

c. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor?

Not applicable.

Als leverancier of evenwichtsverantwoordelijke (BRP)

4) Heeft u met uw klanten of met klanten van andere leveranciers contracten gesloten die u toelaten hen te vragen hun afnameprofiel te veranderen?

a. Indien dat het geval is en u bepaalde obstakels bent tegengekomen, zou u deze kunnen opnoemen en aangeven of deze obstakels nog steeds bestaan?

FEBEG sees several obstacles for the development of demand side flexibility, but most of them are related to the fact that the added value of flexibility is limited compared to the efforts and investments that have to be made. Unfortunately, these efforts and investments risks to artificially increase due to interventions of TSO and DSO's, e.g. prequalification process.

The following obstacles are identified:

- For the moment, BRP's mainly contract flexibility with customers within their own supply portfolio. BRP's are nevertheless willing to start to discuss bilateral agreements with other suppliers/BRP's that would allow to contract flexibility outside one's own portfolio.

- The complexity of offering flexibility consumes part of the value that the customer can get from the day-ahead (DA), Intra-Day (ID), balancing and adequacy markets:
  - the rebound effect can have an impact on the grid tariff when the capacity used during the rebound overtakes the contractual capacity;
  - most customers are not ready to be activated on a regular basis (rather for emergency situations).
- There still is a rather limited awareness among B2B customers, especially among DSO customers:
  - lack of general knowledge and understanding as regards the energy wholesale market and the opportunities and functioning of demand flexibility;
  - difficulties in detecting the flexibility potential at the customer site and in assessing the opportunity cost (labor costs, rebound effect, etc.);
  - not all DSO B2B sites are equipped with AMR.
- Clients have a strong preference towards ancillary products (R3DP, ICH) and Strategic Demand Response (SDR) as these markets currently value those products more than BRP's do for balancing purposes.
- Lack of minimum standard applicable for the technical equipment:
  - installation costs for large industrial customers are relatively low due to the value of flexibility and the large volumes involved;
  - yet, equipment installed when flexibility is contracted with one FSP may not be re-used with another FSP as there are no standards for the moment;
  - in the assumption that the grid users become owner of the technical installations, a minimum set of standards could be applied to facilitate market functioning.

b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen het te doen (per markt en per product)?

FEBEG sees two potential obstacles threatening the current developed demand side flexibility:

- In order to tackle concerns as regards discrimination, the already heavy - and still expanding - prequalification process risks, as such, to become applicable on all flexible access points potentially discouraging existing demand side flexibility developed by the BRP's.
- Certain solutions for the 'transfer of energy', e.g. transfer of energy with regulated transfer price, risks to impact the existing demand side flexibility developed by the BRP's.

In the future - when extending the flexibility market to the residential customers - FEBEG experts to run into the following obstacles:

- Limited awareness of the customers as comfort is also seen as important value and therefore lower willingness to commit in the flexibility market.
- Lack of positive business case as the energy component itself on the invoice is very limited and the potential revenues due to flexibility don't allow the necessary investments.
- Smart metering is not yet deployed (YMR meters only) but could be installed at individual customer base when the flexibility value would allow for the payment of the (expensive) installation.

c. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor?

5) Indien u dergelijke contracten heeft afgesloten, valoriseert u deze flexibiliteit dan, met uitsluiting van het gebruik voor het balanceren van uw portefeuille, op andere markten? Indien ja, welke obstakels ondervindt u? Indien neen, welke redenen weerhouden u ervan dit te doen?

Most BRP's currently sell flexibility as reserve product towards Elia, complementary to the use of flexibility for balancing, i.e. own portfolio balancing or exchanges on the wholesale market. Next to

some of the obstacles mentioned in question 4, FEBEG sees some additional obstacles related to the offering flexibility for ancillary services and strategic demand reserves:

- No level playing field within the ancillary products (see question 22).
- Very complex products and formulas: what to deliver, when and with what associated risks (penalties) are difficult-to-assess notions for many customers in comparison with the value that can be gained (e.g. different products available for the Strategic Demand Response: SDR 4 and SDR 12, drop-to and drop-by, ...with different requirements).
- No adequate timings (publication of functioning rules, offering period): the timing is too short to allow good prospection and negotiations with the customers.
    - as regards R3DP, for example, the general framework agreement was made available on 30/07 (during holiday period) which is too late to properly start the negotiations with the customers;
    - the same goes for SDR: the timing is also too short for proper negotiations and the functioning rules published too late.
- Important administrative workload due to heavy pre-qualification process by DSO: important number of documents to fulfill: mandates, Network Flexibility Study, Connection Contract Check, etc.
- More time and better planning is necessary.
- No opportunity to obtain commitment to realize LT investments due to unstable regulatory framework (functioning rules and volumes are modified each year and during the tendering process).
- Risk that a Royal Decree imposing the price, volume and period for demand flexibility offers, has the same discouraging effect as in the generation market.

Als onafhankelijke aggregator

6) Welke obstakels komt u tegen bij de ontwikkeling van uw flexibiliteitsportefeuille?

Not applicable.

7) Welke obstakels komt u tegen bij de commercialisering van deze flexibiliteit (per markt en per product)?

Not applicable.

8) Bent u momenteel rechtstreeks actief op ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM (gelieve de markt(en) en product(en) aan te geven)?

a. Indien dat het geval is, wat zijn volgens u de obstakels die u momenteel verhinderen om meer deel te nemen aan deze markten?

Not applicable.

b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen het te doen?

Not applicable.

c. Indien u dit niet overweegt, wat is de reden hiervoor?

Not applicable.

9) Heeft u met een derde (een leverancier, een BRP, een netbeheerder of een andere marktspeler) een contract gesloten dat deze derde toelaat uw flexibiliteitsportefeuille te gebruiken?

a. Indien dat het geval is, wat zijn volgens u de obstakels die een hogere deelname van deze activiteit momenteel verhinderen? (per markt en per product).

Not applicable.

b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen om het te doen?

Not applicable.

Als transmissienetbeheerder

10) Voor elk van de ondersteunende diensten, welke obstakels komt u tegen bij de ontwikkeling van de deelname van het vraagbeheer?

Not applicable.

11) Welke obstakels zijn er volgens u momenteel voor een verhoogde deelname van het vraagbeheer aan de strategische reserve?

Not applicable.

12) In het kader van uw activiteiten (zowel MS als LS), welke obstakels zijn er volgens u voor de ontwikkeling van vraagbeheer?

Not applicable.

II. Mogelijke oplossingen

Er wordt gevraagd om bij de antwoorden op de vragen, wanneer het relevant is, een onderscheid te maken tussen de verschillende markten waaraan de flexibiliteit op de vraag zou kunnen deelnemen (zie bovenvermelde definities).

Er wordt gevraagd om de gegeven antwoorden uit te werken om de onderliggende redenen te verklaren.

De CREG legt de nadruk op het concrete karakter van de voorgestelde maatregelen.

II.1 Wettelijke aspecten

13) Vindt u dat de regelgeving (elektriciteitswet; technisch reglement;...) – in het bijzonder de federale regelgeving – zou moeten worden aangepast om het vraagbeheer te bevorderen? Welke essentiële punten zouden moeten worden aangepast?

Overall, FEBEG is supporting the development of measures aiming at ensuring progress on the energy transition: the increasing share of intermittent energy sources in the energy system will require more flexibility. Therefore, it is utmost important to ensure a good framework allowing all parties to play their role in the market.

FEBEG is aware that the ACER Guidelines for Electricity Balancing provide some new specific arrangements. While FEBEG agrees that some additional legislation is needed to define roles and

responsibilities of FSP and BSP/BRP, FEBEG believes that this should not be exclusively addressed in the Balancing Guidelines. The role of the FSP is not an exclusive matter related to the balancing market: indeed the FSP can also be active in day-ahead, intraday and even other timeframes of the market. It is also possible that FSP actions are related to cross-border trades, therefore - in order to avoid confusion and possible market distortions between markets - some high level aspects need to be addressed in European legislation.

As regards modifications to the Belgian federal legal and regulatory framework, FEBEG envisages the following principles:

- As first principle, a level playing field between all technologies is necessary (including generation, storage and demand flexibility: there should not be any specific advantage/incentive given to one type of technology (see also question 22 for further explanations).
- Definitions and terminology will have to be carefully designed to avoid misinterpretations and limitation of certain rights or activities, e.g. some regulation only refers to 'generation'.
- It also of utmost importance to find a balance between establishing a liberalized market for flexibility and the request of the system operators to have unilateral rights to limit the use of market flexibility for reasons of system security: limitations should be compensated in a market based manner. If not, they should be temporary and, at least, sufficiently motivated by an adequate cost-benefit-analysis.

Additionally, FEBEG believes that more participation in demand flexibility would come through the following improvements:

- A stable framework for the products offered in the ancillary and adequacy markets, e.g. stable functioning rules, predictable volumes, proper planning (sufficient offering time), ... should be established.
- A paid-as-cleared rather than paid-as-bid system in the ancillary and adequacy markets should be implemented as this would lead to more transparency (less pricing strategy), a clear view on the value of flexibility, an obvious benefit for the customers (% of the clearing price as remuneration), more simple offers (easier to assess the associated risks and an incentive for more innovative investments).
- Cost-efficiency can be ensured by allowing competition on all aspects downstream the head-meter.
- The administrative burden (registration, pre-qualification, etc.) should be limited to a minimum.

14) Bent u voor een wetgeving/regelgeving die vraagbeheer en de manier waarop de flexibiliteit m.b.t. de afnames wordt gevaloriseerd, precies omkadert, naar het voorbeeld van hetgeen in andere landen bestaat?

FEBEG strongly believes that the offering of flexibility (and related services) is a commercial, market-based activity in a liberalized market and that market functioning is the only effective and efficient solution that allows innovation enabling the energy transition that Europe is aiming at.

FEBEG agrees that certain overall principles as regards market design should be introduced in the legislation for a correct development of demand response:

- A level playing field between generation, storage and demand flexibility should be embedded in the legislation (see also question 22).
- The role of Flexibility Service Provider (FSP) should be introduced and his rights and obligations should be detailed (see question 18).

Even though flexibility remains a commercialized activity, FEBEG is of the opinion that market facilitation from system operators is important:

- Proactive SO's should enforce the innovation and transition power of the market by designing a grid that allows as much as possible new options and technologies.
- The TSO could procure flexibility reserves via adequate market based mechanisms.
- SO's should provide non-discriminatory access to the grid and to information (access register, metering, grid losses, roll-out plan smart meters, ...).
- SO are not allowed to develop commercial activities which interact with their regulated activities (unbundling principles): SO's should not own or operate flexibility means, but have to set up and facilitate a flexibility market.
- A definition of acceptable minimum standards for communication and activation of flexibility could be envisaged when the consumer becomes owner of the equipment, bearing in mind cost-efficiency (e.g. 1% quality standard for sub-metering is acceptable).

On top of that, FEBEG wants to warn for over-regulation which risks to hamper innovation and cost-efficiency. In this respect, regulated submetering, a too heavy prequalification process or a solution for the transfer of energy with a regulated price are not acceptable:

- Heavy administrative procedures that would unnecessarily increase transaction costs, e.g. prequalification procedures, registering and exchanging information with flexibility and activation registers, ... , could reduce the already limited added value of flexibility for the customers.
- An intrusive and unbalanced regulation of the transfer of energy and a preferential treatment of independent aggregators could hinder free competition and distort the level playing field between market operators impacting the business of the generators, suppliers and BRP's. A non-market based transfer of energy - an imposed sell at a regulated price (expropriation) - would destroy value and distort the market. Such regulation would also impact the BRP and the value of electricity to keep the system balanced: this is nevertheless essential in the electricity market to ensure a secure supply of electricity.

15) Wanneer moet een onderscheid gemaakt worden tussen de brutoafname (uitsluitend de consumptie) en de nettoafname (samenvoeging van de injecties en de consumptie op eenzelfde site)?

As general principle, the systems needs are evaluated in function of the access point where the connected facilities have their impact on the grid. As a consequence, only the net impact on the access point is relevant.

Nevertheless, there should be an efficient verification process to make sure that the activation of flexibility at the level of a sub-meter or even head-meter in case of multi-site consumption is verified with the global consumption to check if the activated volumes are not compensated elsewhere, for example via a sample of controls by the contractor of the flexibility.

II.2 Functies

16) Wat de flexibiliteit van de vraag betreft, welke nieuwe functies zouden moeten worden gedefinieerd in het marktmodel (BSP, aggregator, FSP, andere,...)?

FEBEG wants to refer to its proposed lists of regulated roles in the flexibility market that can be fulfilled by different or same companies.

Generator	Market participant connected to the grid and producing electricity also owner of flexibility
Consumer/Grid User	Market participant connected to the grid and consuming electricity also owner of flexibility
Retailer/energy supplier	Market participant selling electricity to consumers
Balancing Responsible Party (BRP)	Market participant – or its chosen representative – responsible for its imbalances
Distribution Grid Operator (DGO)	Grid operator that operates distribution grids < 70 kV
Transmission System Operator (TSO)	Grid operator that operations transmission grids > 70 kV
Flexibility Services Provider (FSP)	Market participant that commercialize flexibility from a producer or consumer and provides flexibility to a third role;
Balancing Services Provider (BSP)	Market participant providing balancing services to its connecting or contracted TSO

The FSP and BSP should become thus regulated roles in both the sales and wholesale markets and both should be defined in the Electricity Law and the grid codes. FEBEG wants to point out that other market players also active in the flexibility value chain often mixed up with the FSP, e.g.:

- the engineering company making the processes flexible on the customers' sites;
- the communication provider that installs and operates the tools to activate the flexibility;
- the aggregator that aggregates multiple flexibility clients and possibly provides the software with an algorithm to activate within the flexibility portfolio: it should be noted that an aggregator as such doesn't commercialize the flexibility.

These additional roles should not be regulated as they don't commercialize flexibility in the markets.

FEBEG wants to point out that each market player can fulfill a combination of roles.

17) Is het nuttig of noodzakelijk om een specifieke functie van aggregator te definiëren als de functie van FSP is gedefinieerd? Indien ja, wat zou de toegevoegde waarde daarvan zijn?

There is no need to create an aggregator role. It is far more important to clarify the roles of the FSP and BSP as regards their impact on the balancing, i.e. their balancing responsibilities.

18) Aan welke specifieke voorwaarden zou een FSP moeten voldoen om een bod voor de deelname van de vraag te doen? Welke verantwoordelijkheden, volgens het soort gebruik, zou die op zich moeten nemen?

FEBEG is convinced that the FSP should bear responsibility for the actions he's triggering and should be responsible for his own imbalances: he should become a BRP or sign a balancing agreement with an associated BRP. Its role (including rights and obligations) should therefore be clearly defined in the Electricity Law and the grid code.

In order to ensure a level playing field between demand flexibility and generation (see also question 22), the FSP responsibilities should include, amongst others:

- balancing responsibilities;
- responsibilities with regard to the impact of the activated flexibility on the physical grid;
- same responsibilities as other market players with regards possible market abuse, thus need to be –subject of market monitoring, REMIT where applicable, etc;
- information sharing with impacted market players (BRPs, energy supplier, TSO, DSO, etc.);

- financial guarantees;
- ...

FEBEG is also of the opinion that the integration of the FSP in the market implies the set-up of a flexibility register although the administrative burden should be limited and discrimination avoided. This register has as objective to have an overview of the contracted flexibility and to facilitate the information flows between the involved parties: the relation between FSP and BRP could be registered by EAN in the access register.

The creation of a FSP in the access register has some consequences though:

- A minimum set of rights and obligations of a FSP (access to register, solvability, obligation to notify, ...) should be defined (= supply permit 'light');
- Procedures need to be modified (switching of FSP, ...).

This register comes with the following responsibilities:

- The grid user mandates the FSP to keep information about FSP-BRP up-to-date in the access register (like the grid user mandates the supplier to keep information about relation supplier-BRP up-to-date in the access register.
- The FSP notifies the existence of a flexibility contract to DGO's to allow check on the combination FSP-BRP.
- As regards the master data: the grid user is responsible for informing supplier upfront about any change in its consumption profile (e.g. due to the existence of a flexibility contract).

The BRP would like to perform an 'ex post check via update master data (existence FSP) whenever there's a change of master data.

II.3 Specifieke producten

19) Is de deelname van de FSP's aan de termijnmarkt (ENDEX) relevant? Indien ja, in welke gevallen? Indien neen, waarom niet?

A FSP can be active in all timeframes, i.e. forward, day ahead, intraday or balancing markets. FSP's should be free to sell or buy products whatever they have a commercial interest in, but – to do so – the FSP's should respect the requirements of that market, i.e. be responsible for its balance and hence become a BRP as is necessary for all market parties when they enter the energy markets.

20) Is de deelname van de FSP's aan de vrije biedingen mFRR (zonder betaling van een vaste reserveringstermijn) relevant?

It is relevant indeed to have FSP participating to these mechanisms: this will improve the reaction time of the activation of the resources on the imbalances market and therefore helps to reach system equilibrium at minimum cost, but – to do so – the FSP's should respect the requirements of that market, i.e. be responsible for its balance and hence become a BRP as is necessary for all market parties when they enter the energy markets.

21) Kunt u in volgorde van toenemend belang de verschillende soorten gebruik (zie definitie hierboven) opsommen waaraan de flexibiliteit van de vraag momenteel niet deelneemt en waaraan zij volgens u zou moeten kunnen deelnemen? In de lijst van markten kan een onderscheid worden gemaakt tussen de verschillende producten, bijvoorbeeld voor de reserves.

Flexibility should be able to participate to all markets provided that the flexibility meets the requirements of the buyer of this flexibility.

FEBEG would like to add the following:

- The flexibility needs to the system operators (adequacy, balancing and congestion management) should be made accessible to all market players on a non-discriminatory basis and remunerated market-based. Demand response should be able to offer flexibility services - via a market based mechanism - for congestion management purposes of both TSO and DSOs.
- Additionally, FEBEG would like to remind that the current product design of R3 DP -first launched as a pilot project - should now be reviewed and evolve towards a product with a remuneration component based on the activation, for the following reasons:
    - integration of the different R3-products into one product (with merit order mechanism for cost efficiency purposes);
    - introduce an economic criterion to activate the cheapest pool/BSP;
    - no further disruption of imbalances prices.

22) Vindt u dat de flexibiliteit van de vraag anders moet behandeld worden dan de flexibiliteit van de productie-eenheden (met betrekking tot specifieke producten)?

a. Waarom?

No, according to FEBEG a level playing field between demand flexibility, storage and generation is essential as both deliver the same service: the value of a MW should be decided regardless who or what is providing that MW.

- Demand flexibility, storage and generation should have equal access to the same markets, including adequacy, ancillary services and congestion management. There should be full competition and no fragmentation between demand flexibility, storage and generation to participate to the same products. This doesn't mean that only one R3-product can exists, but that different products with for example different activation periods should be open for all technologies. A conversion table is nevertheless necessary as not every product has the same contribution.
- There should be no advantage or incentive given to one type of technology.
- if a provider of demand side flexibility is unable to perform its obligation due to unpredictable circumstances, he should also be able to exchange its obligation in a secondary market to avoid penalties.
- As for the BRP, demand flexibility should follow the same bidding rules (marginal costing), if those bidding rules in general are deemed necessary.
- Demand flexibility should be measured based on a dedicated EAN or sub-meter that will specifically measure the flexibility provided of the asset that is offered (line of production, entire building, refrigerators, etc.)
- CREG should be allowed to monitor all activities (volumes, prices, market functioning rules and sanction market abuse).

b. Indien ja, volgens welke kenmerken zou er een onderscheid moeten gemaakt worden tussen deze specifieke producten?

FEBEG wants to point out that different products should be allowed as not every technology within demand flexibility, storage and generation have the same specifications. A conversion table weighing the availability of the different flexibility products must be installed to create a level playing field between the different products.

II.4 Overdracht van energie

II.4.1 Eigenaar van de energie

23) Welk statuut zou energie die in het kader van de flexibiliteit werd geactiveerd moeten hebben? Wie is er eigenaar van en op welk moment?

FEBEG wants to point out that the answer is not so straight forward as multiple situations are possible:

- Most of the supply contracts transfer the energy from the BRP/supplier towards the consumer on the moment the metering confirmed the consumption. The BRP/supplier is then responsible for the full supply and bears the uncertainty of the consumption profile. In that case the BRP/supplier needs to know all factors that could influence the consumption. The BRP who sourced the energy remains the owner of the activated and therefore not consumed energy.

- If the metering from the consumer is impacted by and modified during an activation of flexibility, the actual ownership of the energy is transferred from the supplier towards the consumer. The supplier and the BRP must be informed to allow a proper invoicing and interpretation of the metering data for his forecasting.

- In certain situations, the energy was committed upfront by the consumer via ex. a click product or a full dispatching service where the client is responsible for his own sourcing. In those situations, the consumer is owner of the activated energy.

4.2 Correctie van het onevenwicht van de BRP

We gaan ervan uit dat de evenwichtspositie van een BRP wordt verstoord door een activering (van een derde FSP) van flexibiliteit van eindklanten waarvan de BRP evenwichtsverantwoordelijke is.

24) Moet het evenwicht van de BRP worden gecorrigeerd?

FEBEG envisages a robust market design in which costs and benefits are allocated correctly amongst the involved parties. In this respect, FEBEG is convinced that a neutralization of the BRP is necessary for the following reasons:

- Every unilateral action of a third party (FSP, SO, ...) in the perimeter of the BRP creates an imbalance for the BRP, e.g. flexible access, load shifting by SO, R3 'Dynamic Profile, ...

- A BRP should not have any financial impact due to an imbalance caused by an intervention of a third party.

- Third parties are responsible for their own actions: a BRP cannot be held responsible for actions of third parties which he did not want and which he cannot control.

According to FEBEG the respect of the supply contract and related role - essential for the electricity system - of the BRP is condition sine qua non for a balanced and fair market design. In order to design an adequate neutralization mechanism, FEBEG is of the opinion that it is essential to make a distinction between the 'activation period' and the 'period following the activation period'.

As the impact of a flexibility activation in the period following the activation period are uncertain (e.g. ramp up, rebound, ...) and difficult to calculate, these impacts should be taken into account in the supply contract.

As regards the impact of the flexibility activation during the activation period, FEBEG considers two possible compensation models:

- the 'bilateral model':

The BRP in which perimeter the demand flexibility is activated by a FSP sells the activated energy to a second BRP, possibly the FSP. This BRP can then in its turn sell the energy to a BRP - or a system operator - that wants to use this energy. The prices and volumes for this transfer of energy are defined in bilateral agreements. This solution is rather straight forward as one has only has to put the contractual framework in place; existing tools, e.g. 'internal nominations' on the HUB can be used to transfer the energy intraday.

- the 'consumer model':

The customer manages its balance position as access holder. In this model the transfer of energy is realized by adjusting the metering data. As a consequence, the customer buys the energy from its supplier to - in a second phase - sell it to the FSP. This model is more complex: as a result it implies a longer implementation time and a higher overhead cost.

FEBEG supports both models as they respect the supply contract and the related balancing responsibility.

25) Hangt het antwoord op de vorige vraag af van het spanningsniveau waarop de eindverbruiker waarvan de flexibiliteit werd geactiveerd, is aangesloten? De beschouwde gevallen zijn een aansluiting op het Elia-net, het MS-net van een DNB (vanaf 1 kV) en het LS-net van een DNB (minder dan 1 kV). Graag verklaring van uw antwoord.

No, the role of the BRP must be respected and this is independent of the voltage level of the connection.

26) Hangt het antwoord op de vorige vraag af van de manier waarop de energie van de eindverbruiker wiens flexibiliteit werd geactiveerd wordt gemeten (AMR of gelijkaardig, jaarlijkse telling)? Graag verklaring van uw antwoord.

A metering system equivalent to the type AMR is a necessary precondition to allow a consumer to participate to the flexibility market.

27) Moet het gebruikte volume voor de eventuele correctie van het onevenwicht van de BRP hetzelfde zijn als het volume gebruikt om de eventuele financiële compensatie te berekenen? Indien neen, hoe moet dit bepaald worden?

Yes, but one should distinguish the impact during the activation period and the potential impact after the activation period, i.e. ramp-up period and rebound, as it could be appropriate to apply different neutralization mechanisms.

II.4.3 Financiële compensatie

We gaan ervan uit dat een FSP flexibiliteit activeert op een injectiepunt dat deel uitmaakt van de portefeuille van een derde BRP.

The above sentence is a bit confusing. The wording 'injection points' seems to refer to curtailment for congestion management reasons while the following questions are rather insinuating the activation of flexibility on off-take points.

28) Moet deze activering leiden tot financiële compensatie tussen de FSP en de BRP?

Yes, it is an absolute requirement that the activated energy during the activation period is paid by the FSP to the BRP/supplier as the FSP becomes owner of this transferred energy which is 'produced' by the BRP/supplier.

The only acceptable exceptions are certain products of the TSO, e.g. R3DP, that foresee a compensation of the BRP by a - by definition - imbalance position that is favorable of the BRP. Such products have nevertheless some downsides (see questions 21) and should further evolve.

We gaan ervan uit dat dit leidt tot een financiële compensatie.

29) Vertrekkend vanuit het principe dat het volume voor de kwartuurdeelname van de vraag bij een activering van een FSP bepaald wordt als het verschil tussen de werkelijke consumptie en een referentieconsumptie ("baseline").

a. Hoe kan deze baseline dan worden geschat? Zou u de voorgestelde methodes kunnen omschrijven?

Key principle: the most accurate baseline methodology should be applied by both the BRP/supplier and the FSP for each demand flexibility activation.

Yet, this baseline is, in most cases, very difficult to determine as it will depend on several factors:

- type of load/production (CHP/Wind/PV, production lines, refrigerators, ...);
- characteristics of the industrials process (recurrent or variable consumption profile, dispatchable or not dispatchable, ...);
- origin of the flexibility (diesels, cooling, pumps, storage ...);
- type of supply contract;
- characteristics of the sold flexibility product:
    - a pre-notice of 1 day or 2 hours doesn't allow to use nominations or last 15min consumption references as baseline as the customer can influence the baseline reference;
    - a drop-to or a drop-by product;
    - ...

Therefore, a standard baseline that fits for every customer doesn't exist: a tailor made approach is for each individual consumer is necessary.

FEBEG is therefore convinced that the BRP/supplier and FSP are the best placed parties to enter into bilateral negotiation to obtain the best possible methodology for a specific consumer.

Some practical examples of baselines could be:

- nominations for customers who nominate towards the supplier/BRP: a drop -by system based on the nominations as baseline (cf. R3 ICH product);
- volume measured 15 minutes before the activation for customers with AMR, participating to the balancing market with a pre-notice <15min;
- historical consumption profile for customers participating to the DA market with a recurrent consumption profile, e.g. the last x working days or last 5 Fridays could be selected;
- ...

All these baselines are in practice also the best available forecast data for the BRP/supplier, but this data is therefore not publicly available.

i. zou er één methode moeten zijn die moet worden opgelegd aan alle producten voor deelname aan de vraag?

No, this would hamper the development of new technologies, applications and services.

ii. zou er één methode moeten zijn die wordt opgelegd per product voor deelname van de vraag, maar die eventueel verschillend is van product tot product?

This option would be acceptable for the flexibility bought by the system operators. In this case, the methodology should be defined by the system operator.

iii. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor alle producten, uit een lijst van methodes die van toepassing zijn op het geheel van de producten?

No, this would hamper the development of new technologies, applications and services.

iv. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor elk product, uit een lijst van methodes die eventueel verschillend zijn van product tot product?

No, this would hamper the development of new technologies, applications and services.

v. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor elk injectiepunt, uit een lijst van methodes die van toepassing zijn voor het geheel van de producten?

No, this would hamper the development of new technologies, applications and services.

vi. zou de methode moeten gekozen worden door een andere marktspeler (verduidelijk welke marktspeler en welke modaliteiten)?

FEBEG is convinced that the BRP/supplier/ FSP/consumer are the best placed parties to enter into a commercial bilateral negotiation to obtain the best possible methodology for a specific consumer:

- The choice of the baseline methodology should be the responsibility of the BRP/supplier/FSP/consumer as the baseline should reflect the expectation/forecast by the BRP/supplier of the consumption of the customer.
- The BRP/supplier/FSP thus has an incentive to design a forecast (baseline) methodology that reflects the concerned actual consumption of customer (groups) as close as possible. It should be up to the BRP/Supplier/FSP/consumer to choose/design baseline methodologies, as improvements in these methodologies may prove a competitive advantage (least possible imbalances).
- Therefore, for the BRP/Supplier/FSP/consumer the optimal choice is to use a baseline that best reflects expected customer consumption.

c. Wie moet verantwoordelijk zijn voor de metingen/tellingen die voor de schatting worden gebruikt?

FEBEG is of the opinion that contracting parties have the freedom to define these modalities bilaterally in order to find the most suitable and practical solution. A centralized regulated body would hamper the development of flexibility as it generates additional costs and limits the innovation.

In the 'Consumer model' an intervention of the TSO is nevertheless necessary in order to correct the metering data.

d. Wie moet verantwoordelijk zijn voor het beheer van de gegevens die voor de schatting worden gebruikt?

See previous question.

30) Wat de bepaling van de eenheidsprijs (EUR/MWh) van de financiële compensatie betreft:

a. Volgens welke methode(s) moet deze eenheidsprijs worden bepaald?

FEBEG is in favor of a tailor-made price based on a bilateral commercial agreement between the BRP and the FSP:

- as it best reflects the market value of the energy for each BRP; each BRP has a different sourcing strategy and therefore also a different valorization;
- as it is in line with the electricity wholesale markets where energy trades are also executed based on the price agreed between both parties;
- respects the specific elements of supply contract of this specific consumer;
- is a cost-efficient solution (no need of neutral party).

A regulated price is not acceptable as it undermines the basics of a liberalized market, freedom of trade is a crucial right. Regulated transfer prices between 2 commercial parties is equal to market manipulation.

According to FEBEG, the following elements should be considered when calculating the unit price:

- Imbalance costs:

In most current regulatory frameworks, when a demand flexibility event is triggered by a third party FSP, the BRP/supplier still sources the customers' forecasted consumption (baseline) while the actual customer's consumption becomes lower or higher. As a result, the BRP/supplier is 'long' in case of a demand reduction or 'short' in case of a demand increase. Consequently, demand flexibility activations by third party FSPs tend to result in more frequent imbalances that can increase the BRP' imbalance costs.
However, the balance responsibility on the allocated demand flexibility volume should be neutral to the customer's BRP/supplier. Demand flexibility activations initiated by third party FSPs should not result in imbalances for the BRP of the involved consumers.
It should also be made clear that all players active on wholesale electricity markets should bear the same responsibilities. Consequently FSP's selling aggregated demand flexibility products on these markets must be balance responsible: their input should be equal to their output. If a customer reacts only partially to the third party FSP's demand flexibility request, then the FSP should bear the related imbalance cost.
Once the energy volumes are properly allocated to the relevant balancing perimeters, sourcing costs should be paid by the FSP to the BRP/supplier in case of a demand reduction; and by the BRP/supplier to the FSP in case of a demand increase.

- Sourcing costs:

A consumption reduction triggered by an FSP re-routes energy from a certain pool of customers to an organized electricity market where it can be sold. As a result of the third party FSP's action, part of the energy injected by the BRP/supplier is not consumed by its own customers but somewhere else in the system.
Assuming that imbalances and the related costs are properly allocated as described above, the energy re-routed through the demand flexibility action should be paid to the BRP/supplier by FSP.

This is a complex and specific process that must be applied by each individual BRP. Therefore the transfer prices is best seen as a commercial activity between the BRP and the FSP.

An alternative to the bilateral BRP/FSP model is the 'consumer model'. The supplier sells the energy to the consumer via a modification of the metering data. Then the consumer becomes owner of the energy at contract price and is he/she entitled to sell the obtained energy to the FSP based on his bilateral commercial contracts with the FSP. This model respects the contractual links between the BRP, Supplier, Consumer and FSP.

b. Wie zou voor deze bepaling verantwoordelijk moeten zijn?

As already mentioned (see question 30a), FEBEG is in favor of a price that is bilaterally agreed between the BRP and the FSP or between the FSP and the consumer to reflect accurately the BRPs sourcing costs and market exposure.

This commercial model BRP-FSP implies:

- flows: BRP->FSP->BRP(fsp);
- commercial contract needed between BRP/supplier and FSP;
- same processes as actually in the "free" energy market;
- no obligation to sell energy, only when both parties agree;
- volumes defined based on reference lines via commercial negotiations (tailor-made solution);
- prices based on market value between BRP and FSP.

An alternative that is acceptable for FEBEG is the 'Customer model' where the transfer price is paid through the customer by adjusting metering data at client contact price:

- flows BRP->Supplier->client->FSP->BRP(fsp);
- volumes transferred based on metering correction via central authority;
- risk to have a restrictive or default references, not suiting the needs;
- volumes sold at client contract price.

Condition to allow this process is that Supplier/BRP is informed about the flexibility needs of the consumer (pricing based on historical profile, must be corrected if necessary with future flexibility demands (independent the purpose). Yet, this model will require a longer implementation time due to the more complex settlement (federal taxes, federal contribution and VAT, CO2, reconciliation, etc.).

FEBEG would like to insist on the fact that regulated price is not possible, nor wanted in Belgium as most clients negotiated different price formula or have direct market access. Therefore, the proposed customer/corrected model seems to us the most pragmatic and optimal model to put in place.

c. Zou de prijs voor een opwaartse activering van flexibiliteit dezelfde moeten zijn dan deze voor een neerwaartse activering? Waarom?

See question 29 c.

d. Indien niet, op welke basis moet er een onderscheid gemaakt worden tussen die twee prijzen?

Not applicable.

31) Hoe zou het bedrag van de compensatie moeten worden betaald?

a. Rechtstreeks tussen BRP en FSP.

See question 30.

b. Via een tussenpersoon (verduidelijk wie).

See question 30.

32) Deze vraag verwijst naar het geval waarin de betreffende BRP niet de energieleverancier is van de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt.

a. Stelt zich in dit geval een specifiek probleem voor de financiële compensatie? Waarom?

No, this is similar to the model where the BRP is also the supplier. It requires the establishment of the necessary agreements/communications. In such a case, it implies:

- proper communication in place between all the FSP/customer and BRP to ensure no adverse reaction by the BRP following a change in customer load
- agreements/contracts between the FSP/client and the supplier regarding the remuneration of the energy.

b. Indien ja, dient de oplossing voor dit probleem te worden gereguleerd? Indien wel, volgens welke principes?

Not applicable.

II.5 Informatie van de marktspelers

De gevraagde informatie betreft het gebruik van flexibiliteit en (desgevallend) de reservering en activeringsaspecten. Gelieve bij elke vraag de behoefte aan deze informatie te rechtvaardigen en het moment waarop deze informatie bij de bestemmeling zou moeten komen te verduidelijken.

33) Over welke specifieke informatie zou de eindverbruiker moeten beschikken?

The consumers should dispose of the general statistics about the activations (begin, end, duration, activated energy, ...).

34) Over welke specifieke informatie zou de FSP moeten beschikken?

The FSP should have access to the same consumption information than the BRP if the consumer has approved this access. The FSP must thus comply with the rules to respect the consumers data.

35) Over welke specifieke informatie zou de energieleverancier van de eindverbruiker moeten beschikken?

The suppliers needs to know changes in the consumption profile of its customer linked to the contracting of flexibility service as well as the conditions in which the consumption of his client can be manipulated (balancing, DA, adequacy, ...)
Unilateral differentiation from this reference profile impacts pricing and should therefore be included in the supply contract. Because assumptions about flexibility costs in the supply contract are fixed beforehand, realized flexibility usage cost could be higher than initially foreseen.
For invoicing purpose, the supplier must obtain an overview of the 'consumed energy' and the 'not consumed energy', he has to invoice towards the consumer in case of the 'Consumer model'.

36) Over welke specifieke informatie zou de BRP van de energieleverancier van de eindverbruiker moeten beschikken?

The BRP needs information – i.e. underlying data behind the activations – for balancing, forecasting and monitoring purposes:

- Balancing: As soon as the BRP notices that off-take is dropping – and when he doesn't know this is the result of flexibility activation – he will react and lower injection to be balanced again. The FSP has to inform the BRP about his off-take interventions with the customer. Otherwise, the BRP would adapt the 'production' to the volumes used by the customer in order to keep the BRP perimeter balanced.
- Forecasting: Without information, it is difficult for the BRP to interpret a consumption drop. Will there be a ramp-up? A rebound? Is this a recurrent phenomenon?
- Monitoring: a BRP has a commercial contract with a FSP to manage flexibility in its portfolio: the BRP will want information to monitor – in real-time – the activities of the FSP, but he also wants data to check invoicing in the settlement of this commercial contract

In fact, the BRP needs to receive information about the activation of flexibility by a third party at the same moment the activation signal is sent to the grid user.

At least the BRP's want to be informed about 'substantial impacts' on their processes: ideally information by EAN, but a certain degree of aggregation for the real-time information needs on a lower voltage level could be accepted.

	Real-time	Ex-post
Objective	Balancing, monitoring and forecasting	Monitoring and forecasting
Information need	AMR-metering, activation and rebound/no rebound	Validated metering date and real ramp-up/rebound
Scope	EAN's for which a flexibility contract is registered in the access register	EAN's for which a flexibility contract is registered in the access register
Granularity	By EAN or aggregated by 'type of customer' on a lower voltage level	By EAN
Timing	Within 15 minutes	As validated metering data are available

37) Over welke specifieke informatie zou de TNB moeten beschikken?

Not applicable.

38) Over welke specifieke informatie zou de DNB van het net waarop de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt, is aangesloten, moeten beschikken?

Not applicable.

39) Welke informatie zou vertrouwelijk moeten blijven? Gelieve voor elke informatie aan te geven:

a. waarom ze vertrouwelijk moet blijven,

Confidentiality as regard the costumers' identities and flexible volumes is acceptable during the contracting process. Yet, The BRP should be informed of arrangements with third parties that have an

impact on the off-take behavior such as flexibility contracting. These agreements and the information on the volume of flexibility should not be considered confidential for the BRPs once the contract between the FSP and the consumer is concluded. A price agreement would rather be considered confidential.

b. ten opzichte van welke marktspelers ze vertrouwelijk moet blijven en welke marktspelers er toegang toe mogen hebben.

Not applicable.

40) Is de publieke informatie over prijs en volume van flexibiliteit van de vraag (activering en desgevallend reservering) voldoende? Welke suggesties heeft u in dit verband?

There's definitely more transparency needed as regards to the SDR (contracting price levels, etc.).

41) Welke van de vermelde informatie zou de regels inzake vertrouwelijkheid (met inbegrip van de aspecten voor de bescherming van de privacy) kunnen schenden?

Privacy is not a key issue for professional clients because it is handled by legislation (applicable to residential customers) and there is contract between grid user and FSP. Commercial sensitive information should be safeguarded though.

42) Welke suggesties heeft u om te vermijden dat de flexibiliteit van de vraag twee keer wordt verkocht?

FEBEG would like to put forward the following suggestions:

- the introduction of a flexibility register allows to have a better overview of the contracted flexibility;
- it is essential to allocate the activated flexibility correctly to the concerned BRP;
- one could execute on-site audits and controls of (sub-)metered processes;
- implementation of a check with the head meter to avoid white-out effects (as an activation of a flexibility service monitored by a sub-meter could be undone by another parallel process before the head meter, the activation of a flexibility service should be cross checked with the head meters).

II.6 Metingen en tellingen

43) Vindt u dat het gebruik van secundaire meters (metering behind the head meter, submetering) nuttig of noodzakelijk is? Waarom?

FEBEG is strongly in favor of the use of commercial submetering in the flexibility market. Submetering significantly improves the determination of the activated flexibility volumes and - as a consequence - will allow substantially more flexibility to participate in the market:

- Submeters filter a specific energy flow, e.g. flexible industrial process, generation by emergency unit, ... , out of the global off-take by access point which has several advantages: more specific reference curves - defined by sub-process - can be used to determine the activated flexibility volumes;
- Submetering filters the targetted consumption out of global consumption by EAN;
- Flexibility Service Providers can more easily prove that an activation of flexibility has taken place.

Yet, the communication and metering standards (though not too strict - 1% quality standard on metering data is acceptable) should be provided to market players in order to facilitate market functioning.

44) Vindt u dat het gebruik van submetering een specifieke behandeling vereist met betrekking tot de metingen en tellingen op basis van hoofdmeters? Indien ja:

a. Op welke specifieke elementen zouden deze verschillen betrekking moeten hebben

The whipe-out effect should be carefully monitored (see also question 42). As an activation of a flexibility service monitored by a submeter could be undone by another parallel process before the head meter, i.e. whipe-out effect, the activation of a flexibility service should be cross checked with the head meter.

b. Vereist het gebruik van submetering aanpassingen bij de aanpak van de energieoverdracht?

No, the use of submetering just requires to apply the same principles but adapted for each measurement.

45) Wie zou de toelating moeten krijgen om de meet-/telactiviteit uit te voeren in de submetering?

a. Moet dit beheer worden gecentraliseerd (één enkele speler) of moet er hiervoor concurrentie zijn tussen de verschillende marktspelers?

Competition between commercial actors as this refers to an activity downstream the head-meter. A centralized regulated body would hamper the development of flexibility as it generates additional costs and limits the innovation.

In the 'Consumer model' an intervention of the TSO is nevertheless necessary in order to correct the metering data.

46) Wie zou de toelating moeten krijgen om de activiteit voor het beheer van meet/telgegevens in de submetering uit te voeren?

a. Moet dit beheer worden gecentraliseerd (één enkele speler) of moet er hiervoor concurrentie zijn tussen de verschillende marktspelers?

Competition between commercial actors as this refers to an activity downstream the head-meter. A centralized regulated body would hamper the development of flexibility as it generates additional costs and limits the innovation.

In the 'Consumer model' an intervention of the TSO is nevertheless necessary in order to correct the metering data.

II.7 Rebound effect

47) Moet het rebound effect worden geïntegreerd in het marktmodel voor de flexibiliteit van de vraag?

Yes, the rebound effect has an impact on the BRP perimeter before and/or after the activation window (same for load shifting and ramp up) as they are unpredictable in volume and in time.

48) Indien ja, met welke aspecten van het rebound effect zou rekening moeten worden gehouden en hoe?

According to FEBEG, financial losses – linked to the BRP's balancing position and sourcing – due to rebound effects should be compensated.

The supplier should be able to include in its specific conditions that he is allowed to review the pricing formulas if the customers participates in one of the flexibility markets in order to integrate the associated risks (after having signed the contract) that the supplier will occur.

Following elements will impact the supplier/BRP:

- Impact on balancing position:

Following a demand flexibility activation, customers may increase their consumption to compensate from a previous decrease (rebound effect). In this case, the supplier may also face undue imbalances after the demand flexibility event. Because the BRP/supplier has not foreseen such a demand increase, the FSP should also compensate the BRP/supplier.
Rebound effects are highly complex to quantify hence leading to difficulties to calculate the compensation:

- for instance, consumers do not always increase consumption, and the rebound effect may not be 100% (the volume could be less or more important);
- it is also not possible to predict accurately when this increase will occur and whether it has a with a previous demand response event.

However, BRPs/suppliers should not face systematic losses due to rebound effects. These effects must be included in the contractual arrangements between the BRP/Supplier and the customer.

- Impact on sourcing:

In the case that the rebound effects brings the customers' load beyond the range initially integrated in the supply contract, this will increase sourcing costs for the BRPs/supplier.
For this reason and because customers not participating in demand response do not bear the costs associated to this risk, FEBEG is of opinion that BRPs/suppliers should be able to renegotiate supply contracts to take into account the indirect effects of DR.

III. Andere suggesties

49) Welke andere oplossingen stelt u voor om de hierboven geïdentificeerde obstakels weg te werken (op alle vlakken: wettelijk, regulatoir, contractueel, operationeel)?

No comments.

50) Heeft u andere ideeën of suggesties?

No comments.

Réponses de la CWaPE au questionnaire relatif aux moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique

30 septembre 2015

Commentaire général

La CWaPE s'est focalisée sur la deuxième partie du questionnaire, considérant que la première partie, relative aux obstacles rencontrés, concerne d'abord les acteurs de marché. Les réponses apportées au questionnaire susmentionné complètent et précisent l'avis rendu en février 2014 par les quatre régulateurs de l'énergie sur le développement d'un cadre pour la gestion de la demande en Belgique. Par conséquent, certaines des questions posées sont laissées sans réponse dès lors qu'aucune mesure concrète n'a été identifiée depuis la publication de l'avis commun.

Les éléments neufs communiqués dans le cadre de ce questionnaire porteront notamment sur les retours d'expérience et les modifications apportées au processus de préqualification (C8-01 et C8-02) ainsi que sur le décret wallon modifié en avril 2014. Ce dernier a introduit la généralisation des raccordements avec accès flexible des unités de production décentralisées. La CWaPE a consulté les opérateurs réseau et les producteurs en juillet 2015 à ce sujet sur base d'un document de consultation qui vous est également transmis en annexe.

II.1. Aspects légaux

Questions 13 et 14) Cadre légal

Nous nous référons à l'avis rendu en février 2014 par les quatre régulateurs concernant le développement du cadre légal. Voir également la question 16.

Question 15)

La distinction entre prélèvements brut et net peut se justifier au regard des spécifications des produits de flexibilité et permettre, le cas échéant, d'augmenter le nombre d'offres potentielles. Lorsqu'un produit ne vise que la demande, cela permettrait la participation de sites de consommation disposant d'unités de production. Nous attirons votre attention sur le fait qu'en Wallonie, contrairement à la Région flamande, la responsabilité du placement du compteur vert est dévolu à l'utilisateur et non au gestionnaire de réseau. Il convient d'en tenir compte notamment pour la question de la gestion des données de comptage (cf. II.6 Mesure, comptage et submetering).

II.2 Rôles

Nous nous référons à l'avis rendu en février 2014 par les quatre régulateurs concernant la définition des rôles de marché.

Question 16)

Au niveau régional, nous étudions la possibilité d'intégrer la flexibilité par l'intermédiaire de la notion de "fournisseur de services auxiliaires" qui pourrait être proposée lors d'une future révision du règlement technique. Nous visons dans ce cadre les ressources situées en distribution qui répondent à un besoin émanant d'un gestionnaire de réseau, ce qui nous amène à définir le fournisseur de services auxiliaires comme la contrepartie du gestionnaire de réseau pour la fourniture de ce service, signataire d'un contrat de fourniture de services auxiliaires. Les principes suivants sont envisagés à l'heure actuelle :

- Un utilisateur du réseau de distribution d'électricité raccordé en haute tension ou un tiers mandaté par lui peut offrir des services auxiliaires au gestionnaire de ce réseau de distribution ou au gestionnaire du réseau de transport.

- Le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité élabore les spécifications techniques pour les services auxiliaires qu'il souhaite se procurer et les soumet à l'approbation de la CWaPE.

- Dans le cadre de la fourniture de services auxiliaires au gestionnaire de réseau de transport, le GRD peut opposer un refus à la fourniture de ces services auxiliaires si elle est susceptible de mettre à mal la sécurité opérationnelle de son réseau, auquel cas il motive ce refus.

- Sur demande du fournisseur de services auxiliaires dûment mandaté par l'utilisateur du réseau de distribution, le gestionnaire du réseau de distribution lui transmet les données de mesure nécessaires, conformément aux dispositions d'application concernant la mise à disposition de données au détenteur d'accès.

- Le fournisseur de services auxiliaires conclut un contrat avec le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité. Ce contrat précise notamment:
  - la procédure appliquée par le GRD lors de la qualification du point d'accès ;
  - l'information que le fournisseur de services auxiliaires doit mettre à disposition du GRD en vue de l'analyse d'impact de la fourniture du service sur son réseau et suite aux activations des services auxiliaires mis à disposition ;
  - la manière dont le GRD va transmettre les données de mesure ;
  - les droits et devoirs respectifs des deux parties, en ce compris le régime de responsabilité.

- Le GRD peut communiquer au GRT les informations dont il dispose afin de réaliser le contrôle de la disponibilité et de la fourniture des services auxiliaires, lorsque ces services sont offerts au GRT.

II.3. Produits spécifiques

Question 22)

Oui. Le décret wallon relatif au marché de l'électricité prévoit à présent un régime de raccordement avec accès flexible généralisé à toute nouvelle production décentralisée. Des arrêtés d'exécution préciseront notamment les modalités de compensation financière des producteurs ainsi que les conditions permettant l'accroissement des capacités du réseau au moyen d'investissements au caractère économiquement justifié.

Cela implique que la conception des produits doit tenir compte de cette flexibilité technique au caractère obligatoire. La CWaPE a lancé une consultation sur les modalités de compensation financière des producteurs en juillet dernier. Dans ce cadre, nous proposons notamment la distinction entre capacités d'injection permanente (sujette, sous conditions, à compensation financière) et flexible. Par conséquent, la capacité d'injection octroyée à un producteur à titre flexible ne peut être garantie, notamment lorsque la sécurité opérationnelle du réseau est menacée. Cela pourrait de facto exclure ce type de producteur du marché de la flexibilité si la disponibilité doit être garantie à 100 % du temps.

II.4.Transfert d'énergie

II.4.3 Compensation financière

Nous supposons que ce cas de figure concerne l'activation par un FSP d'un point de prélèvement et non d'injection (comme stipulé dans le questionnaire). Sinon, il convient de tenir compte du cadre décrétal précédemment mentionné concernant l'accès flexible des unités de production et les modalités de compensation financière (flexibilité associée aux congestions).

II.5. Information des acteurs

Les besoins en information doivent permettre au client final de faciliter l'exercice de son éligibilité et aux acteurs de marché de remplir leurs missions. Ils dépendent par conséquent du modèle de marché préalablement défini (respect des rôles et des responsabilités dévolus) et doivent être distingués en fonction de l'usage qui est fait de la flexibilité (notamment si la fonction d'acheteur de flexibilité est remplie par un acteur régulé comme le GRT).

Question 33) Client final

Afin de participer activement au marché de la flexibilité, le client final devrait disposer d'informations claires sur ses droits et obligations. Le développement récent de la flexibilité a été accompagné par la rédaction de normes techniques et de modèles de contrats dont la maturité s'est améliorée au fil du temps mais dont la durée d'application limitée peut constituer une barrière à l'investissement. Du point de vue du fournisseur de flexibilité, cela crée une incertitude sur la durée d'amortissement du capital initialement investi (moyens de communication et d'activation de la flexibilité par le FSP). La mise en place d'un cadre légal approprié à tous les niveaux de pouvoir permettrait de réduire cette incertitude en informant le client final sur ses droits et obligations, que ce soit vis-à-vis des entités régulées ou des acteurs commerciaux.

Dès lors qu'un client final est actif dans ce marché, il faudra veiller à faciliter son choix entre les différentes possibilités de valoriser sa flexibilité. Pour ce faire, l'accès aux données de comptage est primordial. Le développement futur des systèmes intelligents de mesure appelle à la mise en place, par les gestionnaires de réseau, de solutions de transfert de données au client final ou au tiers qu'il aura préalablement désigné par le biais d'un mandat.

A cet égard, le futur règlement européen sur la protection des données, attendu en début d'année prochaine, fixera un cadre clair pour l'utilisation de ce type de données, mettant en exergue le rôle

de responsable du traitement dévolu aux gestionnaires de réseau. Toute politique d'information du client final dans le cadre spécifique du marché de la flexibilité devra s'intégrer harmonieusement avec ce futur règlement.

Question 34) FSP

Dans le cadre du marché des réserves, les informations fournies doivent au moins permettre au FSP de réaliser une évaluation économique des flux financiers futurs en s'accommodant d'un niveau de risque raisonnable, ce qui semble être le cas actuellement.

Questions 35 et 36) Fournisseur et BRP

La CWaPE considère qu'il faut veiller au respect des rôles et responsabilités de tous les acteurs. Dès lors que des acteurs commerciaux tiers, qui ne sont pas FSP, peuvent subir un préjudice en conséquence de l'action d'un FSP, il nous semble légitime de prendre des mesures permettant soit de neutraliser cette conséquence, soit d'informer préalablement l'acteur concerné sur les risques encourus. Dans ce dernier cas de figure, il conviendra toutefois de veiller au respect de la confidentialité (identification du lien commercial FSP-client final notamment) en ne mettant à disposition de l'acteur impacté que des informations agrégées.

Questions 37) et 38) GRT et GRD

En tant qu'acheteur de flexibilité, le GRT doit disposer des informations permettant de vérifier que le service acheté a effectivement été fourni.

Lorsque la ressource se situe sur le réseau de distribution, il est alors nécessaire de recourir aux données de comptage relevées par le GRD. Les mécanismes actuellement d'application permettent aux opérateurs de mieux connaitre le comportement de leur réseau, en enregistrant notamment les points d'accès "flexibles" participant au marché des réserves.

Pour définir correctement des besoins en information adéquats, la CWaPE suggère de mieux différencier ces deux missions: mission de contrôle du produit de flexibilité (activation et disponibilité) et mission de surveillance des flux sur le réseau. Cette dernière mission peut être remplie par le développement de capacités d'observation au niveau des éléments du réseau (smart grid) couplé à un registre caractérisant les points d'accès "flexibles". Mais la mission de contrôle nécessite un accès direct et proche du temps réel aux instruments de mesure (datalogger) qui peuvent se situer, notamment pour les compteurs secondaires abordés ci-après, dans l'installation intérieure du client final.

Nous constatons en effet qu'en déléguant cette mission de contrôle au GRD, la volonté légitime des opérateurs réseau de connaitre le comportement de celui-ci peut engendrer des barrières à l'entrée. Il peut par exemple s'agir de prescriptions techniques visant à garantir l'interopérabilité des données de comptage, qui, à l'heure actuelle, constitue le maillon faible du développement européen des systèmes intelligents de mesure.

Questions 39, 40 et 41) Confidentialité et publicité de l'information

Nous renvoyons au principe de respect des rôles et responsabilités des acteurs de marché, en ce compris ceux remplis par les fournisseurs de flexibilité indépendants (non BRP).

Question 42) Double vente de flexibilité

La question de la double vente de la flexibilité se pose à partir du moment où une même ressource est supposée garantie à 100 % pour des usages multiples. Cette situation peut être évitée en établissant un ordre de priorité entre les usages, par exemple, en considérant que les offres de flexibilité pour les usages de services auxiliaires et de réserves stratégiques sont prioritaires sur les usages commerciaux. Au sein des usages de flexibilité contractée par des opérateurs réseau (c'est-à-dire les services auxiliaires et les réserves stratégiques), une obligation de contrôle pourra veiller à éviter la vente indue de flexibilité.

Enfin, il convient également de tenir compte de la flexibilité technique dite « obligatoire », telle que proposée en Wallonie pour la prévention des congestions des unités de production décentralisées. Pour la CWaPE, cette forme de flexibilité devrait être considérée comme prioritaire dans la mesure où elle vise à garantir la sécurité et la fiabilité du réseau.

II. 6. Mesures et comptages

La question du submetering a été abordée récemment au sein du Forbeg dans le cadre de la consultation organisée par Synergrid (documents C8-01 et C8-02). A cette occasion, les régulateurs régionaux, dont la CWaPE, se sont prononcés pour une solution pragmatique permettant aux ressources issues du réseau de distribution de contribuer au marché des réserves à court terme. Toutefois, en l'absence de cadre légal approprié, nous avons également veillé à laisser les options ouvertes pour des développements futurs.

De manière synthétique, la CWaPE s'est exprimée de la manière suivante:

- Rappel du rôle fondamental du compteur de tête comme référence pour le fonctionnement du marché (monopole légal attribué aux GRD pour le placement du compteur et la gestion des données de comptage).

- L'utilisation de compteurs secondaires peut se justifier afin mieux caractériser la flexibilité issue d'un point d'accès au réseau, c'est-à-dire contrôler l'activation effective, la disponibilité et l'impact différé éventuel (effet rebond). (Question 43)

- A court terme, les GRD peuvent proposer un service de placement "all inclusive" à la condition que cette activité ne soit pas supportée par le tarif régulé.

- Toutefois, le placement d'un submeter par un autre acteur que le GRD ne peut être interdit par le GRD. En effet, cette interdiction serait critiquable eu égard aux aspects de la concurrence; elle pourrait constituer un frein à l'innovation et au marché en général; elle

reviendrait à créer un monopole de fait là où ce n'est pas indispensable au bon fonctionnement du marché.

- Par contre, les régulateurs régionaux ensemble ont reconnu la nécessité de préciser les critères techniques auxquels le matériel à placer devra satisfaire de manière intrinsèque ; il importe de rappeler les classes de précision conformes aux prescriptions des règlements techniques auxquels les compteurs devront répondre afin de servir de base au comptage des flux qui feront l'objet de transactions commerciales. Il semble également souhaitable que les conditions techniques de placement et d'utilisation d'un submeter soient également encadrées afin de respecter un certain nombre de critères qualitatifs nécessaires à un bon fonctionnement du marché. Toutes ces conditions peuvent, le cas échéant et à l'instar d'autres prescriptions existantes déjà en vigueur, faire l'objet d'une prescription technique éditée dans le cadre de Synergrid permettant une application harmonisée dans les différentes régions.

En résumé, nous considérons que la question du submetering doit être abordée sous l'angle du développement de la concurrence sur le marché de la flexibilité. Cela revient, d'une part, à limiter la barrière à l'entrée que pourrait constituer le recours obligatoire au GRD pour le placement d'un compteur secondaire. Mais, d'autre part, il convient d'éviter que des systèmes de mesure "propriétaires", imposés par le FSP, n'empêchent ultérieurement le client d'opter pour un autre FSP. Il convient donc de prévoir la possibilité, pour un tiers, de placer ses propres équipements de mesure. Ces derniers devraient alors respecter des prescriptions techniques minimales, permettant notamment d'assurer un certain degré d'interopérabilité dans la gestion des données de comptage. (Questions 44.a), 45) et 46))

II.7. Effet rebond

La question de l'effet rebond, que nous comprenons comme la récupération différée de la puissance électrique préalablement effacée, est traitée actuellement dans le contrat GRD-FSP de manière à éviter que des ordres simultanés d'activation de flexibilité ne mettent à mal la fiabilité du réseau (capacité de transit notamment). Dans la mesure où les réseaux ont été dimensionnés sur base d'une hypothèse de faible simultanéité des pointes de consommation (environ 20 % en basse tension, 70 % en haute tension sur les réseaux de distribution), cette précaution nous semble légitime même si le problème ne se pose pas encore à court terme.

Question 47)

La CWaPE considère qu'il est de première importance pour le marché de la flexibilité de respecter les contraintes physiques inhérentes aux capacités limitées du réseau électrique. C'est une question de fiabilité et de sécurité qui, si elles étaient compromises, nuiraient à l'ensemble des acteurs présents.

Toutefois, l'effet rebond soulève également une question d'investissement et d'adaptation du réseau. Dès lors que le droit d'accès au réseau est limité en deçà de la puissance de prélèvement souscrite par l'utilisateur du réseau, il conviendra d'envisager au cas par cas si des investissements opportuns ne permettent pas de mieux garantir l'adéquation des capacités du réseau aux besoins de ses utilisateurs.

Question 48)

A l'heure actuelle, le processus de NFS (*network flexibility study*) mis en place par les GRD permet d'enregistrer les points d'accès participant au marché de la flexibilité (réserves) situés en distribution. Au vu du nombre encore relativement limité de points d'accès concernés, la limitation de l'effet rebond ne constitue pas en pratique un critère contraignant pour les utilisateurs. A cet égard, nous plaidons pour une bonne collaboration entre gestionnaires de réseau de transport et de distribution afin de mieux appréhender cette problématique:

- Analyse des courbes de charge après activation afin de mieux caractériser l'effet rebond éventuel.
- Prise en compte des perspectives de développement de la flexibilité (réserves) à plus long terme de manière à confronter les besoins du GRT aux ressources présentes en distribution.

* *
*

ENI response to CREG Market Consultation: facilitating access to Demand Side Management
30/09/2015

ENI responds to this consultation as "supplier and Balance Responsible Party". ENI's answers to questions 4-5 have to be treated as confidential.

Supplier and/or Balance Responsible Party

4)

5)

Legal aspects

13) Vindt u dat de regelgeving (elektriciteitswet; technisch reglement;...) - in het bijzonder de federale regelgeving - zou moeten worden aangepast om het vraagbeheer te bevorderen? Welke essentiële punten zouden moeten worden aangepast?

It is of utmost importance that the position and tasks of the BRP are being safeguarded: the BRP needs to be informed by third parties if actions are being taken within its portfolio. Otherwise the BRP is not able to correctly assess its position which in its turn could lead to higher prices and higher unbalance risks.

14) Bent u voor een wetgeving/regelgeving die vraagbeheer en de manier waarop de flexibiliteit m.b.t. de afnames wordt gevaloriseerd, precies omkadert, naar het voorbeeld van hetgeen in andere landen bestaat?

Yes also to avoid problems mentioned in answer 13. A stable and clear legislation could help to make investments.

15) Wanneer moet een onderscheid gemaakt worden tussen de brutoafname (uitsluitend de consumptie) en de nettoafname (samenvoeging van de injecties en de consumptie op eenzelfde site)?

Netto offtake is needed for DSM otherwise arbitrage is possible.

Market Roles

16) Wat de flexibiliteit van de vraag betreft, welke nieuwe functies zouden moeten worden gedefinieerd in het marktmodel (BSP, aggregator, FSP, andere,...)?

It is a risk to have different roles that all can play with the profile of a customer (balancing risk). More roles can be defined as long as the communication between the different roles has to be set up in a mandatory way.

17) Is het nuttig of noodzakelijk om een specifieke functie van aggregator te definiëren als de functie van FSP is gedefinieerd? Indien ja, wat zou de toegevoegde waarde daarvan zijn?

No, we do not see the added value .

18) Aan welke specifieke voorwaarden zou een FSP moeten voldoen om een bod voor de deelname van de vraag te doen? Welke verantwoordelijkheden, volgens het soort gebruik, zou die op zich moeten nemen?

Transparency towards to BSP is indispensable for keeping the balancing market stable thus not leading to higher imbalances and therefor prices.

Specific Products

19) Is de deelname van de FSP's aan de termijnmarkt (ENDEX) relevant? Indien ja, in welke gevallen? Indien neen, waarom niet?

Makes sense if flexibility products are available (today not the case).

20) Is de deelname van de FSP's aan de vrije biedingen mFRR (zonder betaling van een vaste reserveringstermijn) relevant?

Can lead to absurd imbalance tariffs as a FSP does not have any imbalance risk because they do not have a portfolio and therefore balancing risk. A compensation of the volume mistakes is needed.

21) Kunt u in volgorde van toenemend belang de verschillende soorten gebruik (zie definitie hierboven) opsommen waaraan de flexibiliteit van de vraag momenteel niet deelneemt en waaraan zij volgens u zou moeten kunnen deelnemen? In de lijst van markten kan een onderscheid worden gemaakt tussen de verschillende producten, bijvoorbeeld voor de reserves.

Elia's R2 seems the most logical once

22) Vindt u dat de flexibiliteit van de vraag anders moet behandeld worden dan de flexibiliteit van de productie-eenheden (met betrekking tot specifieke producten)?

Same treatment for the same products.

Transfer of Energy

23) Welk statuut zou energie die in het kader van de flexibiliteit werd geactiveerd moeten hebben? Wie is er eigenaar van en op welk moment?

The owner of the energy is the BRP. He is the one sourcing this energy on the market. The activated energy should then have the status of 'transferred energy', should be traceable and thus submitted to a settlement process between the BRP and the FSP.

24) Moet het evenwicht van de BRP worden gecorrigeerd?

Yes but with the correct volume. The compensation must be correct. If a customer of an FSP that is not the ARP, does less DSM than contracted, the ARP penalized despite the compensation as he will go in imbalance. This must be avoided.

25) Hangt het antwoord op de vorige vraag af van het spanningsniveau waarop de eindverbruiker waarvan de flexibiliteit werd geactiveerd, is aangesloten? De beschouwde gevallen zijn een aansluiting op het Elia-net, het MS-net van een DNB (vanaf 1 kV) en het LS-net van een DNB (minder dan 1 kV). Graag verklaring van uw antwoord.

No. it has to be the same s it makes no difference for the BRP.

26) Hangt het antwoord op de vorige vraag af van de manier waarop de energie van de eindverbruiker wiens flexibiliteit werd geactiveerd wordt gemeten (AMR of gelijkaardig, jaarlijkse telling)? Graag verklaring van uw antwoord.

Today it is not possible to calculate the DSM on a MMR.

27) Moet het gebruikte volume voor de eventuele correctie van het onevenwicht van de BRP hetzelfde zijn als het volume gebruikt om de eventuele financiële compensatie te berekenen? Indien neen, hoe moet dit bepaald worden?

Yes. It is the same volume that is transferred from one market party to another in the end.

Financial compensation

28) Moet deze activering leiden tot financiële compensatie tussen de FSP en de BRP?

Yes (or neutralized by TSO), for the imbalance generated. Because of the high imbalance costs due to the marginal price setting the exposure is very big. An ARP has also extra costs because of the forecasting models that will either deliver a forecast of a lower quality or need to be adjusted which costs also effort. Another extra cost is the possible rebound effect which again causes imbalances.

29) Vertrekkend vanuit het principe dat het volume voor de kwartuurdeelname van de vraag bij een activering van een FSP bepaald wordt als het verschil tussen de werkelijke consumptie en een referentieconsumptie ("baseline").

a. Hoe kan deze baseline dan worden geschat? Zou u de voorgestelde methodes kunnen omschrijven?

The reference offtake (baseline) can be determined by the following methods:

- Method X of Y (+ correction factor): take a sample of Y days of metered data (e.g. 5 days) in the past, exclude 1 day that does looks like the other, make an average of the remaining X days and apply a correction factor. See Expert Working Group of Elia.
- Method "R3-DP": basically, the quarter of an hour before the beginning of the activation is considered as the reference.
- Alternative method : the offtake volume of the same hour preceding the activation one week before is considered as reference offtake profile.
- Method with nomination: the client or its BRP nominates day-ahead the offtake volumes, and those nominations are used as reference. This method is used for injection flexibility. In our opinion, not so suitable for Demand Side Management.

→ The lost method seems to be the clearest and avoids complexity and arbitrage.

b. Wat de toegepaste schattingsmethode betreft:

i. zou er één methode moeten zijn die moet worden opgelegd aan alle producten voor deelname aan de vraag?

The more simple, the more clear for the market players.

ii. zou er één methode moeten zijn die wordt opgelegd per product voor deelname van de vraag, maar die eventueel verschillend is van product tot product?

Once clear and unbiased benefits for applying a specific method per product have been identified, yes.

iii. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor alle producten, uit een lijst van methodes die van toepassing zijn op het geheel van de producten?

If clear and unbiased benefits can be demonstrated, this could help offering more DSM volumes on the market. However, this will make the overall system (very) complex. The implementation and the operations of such a solution will thus be complex and costly.

iv. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor elk product, uit een lijst van methodes die eventueel verschillend zijn van product tot product?

See bullet iii.

v. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor elk injectiepunt, uit een lijst van methodes die van toepassing zijn voor het geheel van de producten?

See bullet iii.

vi. zou de methode moeten gekozen worden door een andere marktspeler (verduidelijk welke marktspeler en welke modaliteiten)?

By the regulators. Not by one market player.

c. Wie moet verantwoordelijk zijn voor de metingen/tellingen die voor de schatting worden gebruikt?

- For existing AMR meters on the DSO grid, the DSOs.
- For existing AMR meters on the TSO grid, the TSO.
- For future sub-meters any commercial party

d. Wie moet verantwoordelijk zijn voor het beheer van de gegevens die voor de schatting worden gebruikt?

- For existing AMR meters on the DSO grid, the DSOs in collaboration with the FSP.
- For existing AMR meters on the TSO grid, the TSO in collaboration with the FSP.

- For future sub-meters any commercial party

30) Wat de bepaling van de eenheidsprijs (EUR/MWh) van de financiële compensatie betreft:

a. Volgens welke methode(s) moet deze eenheidsprijs worden bepaald?

A price that covers the cost of the imbalance and extra work for the forecasting.

Wie zou voor deze bepaling verantwoordelijk moeten zijn?

The Regulator

c. Zou de prijs voor een opwaartse activering van flexibiliteit dezelfde moeten zijn dan deze voor een neerwaartse activering? Waarom?

d. Indien niet, op welke basis moet er een onderscheid gemaakt worden tussen die twee prijzen? It should both follow the actual imbalance tarifs and will than differ.

31) Hoe zou het bedrag van de compensatie moeten worden betaald?

a. Rechtstreeks tussen BRP en FSP.

b. Via een tussenpersoon (verduidelijk wie). Yes via TSO.

32) Deze vraag verwijst naar het geval waarin de betreffende BRP niet de energieleverancier is van de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt.

BRP still needs to be compensated.

a. Stelt zich in dit geval een specifiek probleem voor de financiële compensatie?

Waarom? b. Indien ja, dient de oplossing voor dit probleem te worden gereguleerd? Indien wel, volgens welke principes?

Information needs of market parties

33) Over welke specifieke informatie zou de eindverbruiker moeten beschikken?

Potentially, via its FSP:

- The high chance to be activated at short notice
- The actual upcoming activation (the quarter before the activation)
- The reservation price
- The activation price, if any

34) Over welke specifieke informatie zou de FSP moeten beschikken?

35) Over welke specifieke informatie zou de energieleverancier van de eindverbruiker moeten beschikken?

The activated volumes with exact date and time and the EAN, in order to potentially settle with the ARP/FSP.

36) Over welke specifieke informatie zou de BRP van de energieleverancier van de eindverbruiker moeten beschikken?

- The activated volumes with exact date and time and the EAN, in order to adapt the consequences of the activation on the forecasting models.
- If there is a correction on the allocation, the DSO on which the correction will be allocated

37) Over welke specifieke informatie zou de TNB moeten beschikken?

38) Over welke specifieke informatie zou de DNB van het net waarop de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt, is aangesloten, moeten beschikken?

39) Welke informatie zou vertrouwelijk moeten blijven? Gelieve voor elke informatie aan te geven: a. waarom ze vertrouwelijk moet blijven, b. ten opzichte van welke marktspelers ze vertrouwelijk moet blijven en welke marktspelers er toegang toe mogen hebben.

40) Is de publieke informatie over prijs en volume van flexibiliteit van de vraag (activering en desgevallend reservering) voldoende? Welke suggesties heeft u in dit verband?

- The prices of the Strategic Demand Reserve should be made public.
- More details about R3-DP: what share of injection, what share of offtake, for what (weighted) average price.

41) Welke van de vermelde informatie zou de regels inzake vertrouwelijkheid (met inbegrip van de aspecten voor de bescherming van de privacy) kunnen schenden?

42) Welke suggesties heeft u om te vermijden dat de flexibiliteit van de vraag twee keer wordt verkocht?

The compensation of volumes can help in quite some cases.
If the EAN(s) and volumes that participate in some DSM products are made available to the BRP and supplier, the double selling of flexibility can be identified quite easily.

Metering

43) Vindt u dat het gebruik van secundaire meters (metering behind the head meter, submetering) nuttig of noodzakelijk is? Waarom?

It can be useful indeed in order to better determine the volumes that were effectively activated, or in other words to highlight the activated volumes out of large industrial processes. It can be also useful in order to contract part of an industrial process for one specific type of flexibility and another part of the same process for another type of flexibility (if for example those 2 sub-processes have different reaction time/ramping rate).

44) Vindt u dat het gebruik van submetering een specifieke behandeling vereist met betrekking tot de metingen en tellingen op basis van hoofdmeters?

Metering data collected by submeters should always be cross-checked with the data of the head meter.

Indien ja:

a. Op welke specifieke elementen zouden deze verschillen betrekking moeten hebben?

Submetering data indicating an activation of flexibility (i.e. offtake decreasing) should for example be rejected if the overall data of the head meter shows opposite results (i.e. overall offtake increasing). In other words, submetering data cannot be accepted as such. They will

need to be approved or rejected each time. Conditions of validation have to be precise and detailed.

b. Vereist het gebruik van submetering aanpassingen bij de aanpak van de energieoverdracht?

At first sight, no.

45) Wie zou de toelating moeten krijgen om de meet-/telactiviteit uit te voeren in de submetering?

Any commercial market party..

a. Moet dit beheer worden gecentraliseerd (één enkele speler) of moet er hiervoor concurrentie zijn tussen de verschillende marktspelers?

The management of sub-metering activities (including among others installation, maintenance and operation) should be open to market competition.

46) Wie zou de toelating moeten krijgen om de activiteit voor het beheer van meet- /telgegevens in de submetering uit te voeren?

a. Moet dit beheer worden gecentraliseerd (één enkele speler) of moet er hiervoor concurrentie zijn tussen de verschillende marktspelers?

There should be a regulated centralized party to manage the data coming from submetering.

Rebound effect

47) Moet het rebound effect worden geïntegreerd in het marktmodel voor de flexibiliteit van de vraag?

At best, yes. The consequence the rebound effect has on the BRP's balance should be corrected/compensated.

48) Indien ja, met welke aspecten van het rebound effect zou rekening moeten worden gehouden en hoe?

Same as for the activation itself: date, time and volumes (in comparison with the baseline).

Other suggestions?

49) Welke andere oplossingen stelt u voor om de hierboven geïdentificeerde obstakels weg te werken (op alle vlakken: wettelijk, regulatoir, contractueel, operationeel)?

50) Heeft u andere ideeën of suggesties?

Demand Side Flexibility

Consultation publique sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique, CREG, 30/09/2015

Introduction

EDORA représente les producteurs d'énergie renouvelable, et dans le cadre de cette consultation plus spécifiquement les producteurs décentralisés d'électricité (D-RES pour Decentralised Renewable Energy Sources). La production décentralisée est fortement liée à la demande, dont elle se rapproche. Les fournisseurs de services de flexibilité considèrent à ce titre l'ensemble des assets décentralisés : de production, de consommation et de stockage. La flexibilité doit donc être déclinée selon les trois thèmes (generation, demand & storage) de manière cohérente. Il nous apparait par conséquent primordial de veiller à tenir compte de toute forme de production décentralisée et d'unité de stockage décentralisé au même titre que les moyens de gestion de la demande.

Par ailleurs les enjeux d'accessibilité des marchés de l'énergie sont identiques pour tous les utilisateurs du réseau. Les principes pilotant une telle mise en œuvre (Energy Market Design) doivent a priori être analogues sous peine de discrimination d'une ressource par rapport à une autre. La nature des éléments à prendre en compte doivent être identiques même si les valeurs des paramètres caractéristiques seront différentes.

EDORA souhaite suivre et contribuer activement aux différents travaux visant à adapter les règles du marché de l'électricité. Nous restons disponibles pour tout échange ultérieur et certainement pour les prochaines étapes qui suivront le process de consultation.

Ces réponses ont été établies en étroite collaboration avec l'association B-DRA en raison des préoccupations similaires de nos deux secteurs d'activité (ce qui explique notamment que nous répondions aux questions posées aux agrégateurs dans la partie « obstacles ») et partant du fait que les assets de production décentralisée sont partie intégrante du portefeuille d'un agrégateur.

Questionnaire

6/ Quels obstacles rencontrez-vous au développement de votre portefeuille de flexibilité ?

The first obstacle is the very limited number of products (R1 Load, R3DP and SDR) that hinders the development of larger DSR and D-RES portfolios. The wider the range of accessible products the larger the available demand flexibility to meet the requirements of growing share of variable renewable generation.

The second obstacle is the limited, slow and cumbersome opening of the DSR market for consumers connected to the distribution grids (DGO). Although the situation improved recently, there is still significant progress needed to ensure the full exploitation of the DGO-connected DSR potential.

7) Quels obstacles rencontrez-vous à la commercialisation de cette flexibilité (par marché et par produit) ?

The key barrier is access to market: Today's access is limited to R1 Load, R3DP and SDR products while DSR could contribute to many others, such as balancing products and the growing intra-day market.

The Interruptibility Contract Holder (ICH) in its current form is not suitable for aggregators as the benefits of aggregation are erased by the product specification given that individual bids are de facto the only proposed option.

All other balancing products are not open to DSR/D-RES at the moment.

The day-ahead and intraday markets are not directly accessible to aggregators. At the moment the only possible access is via the Balance Responsible Parties (BRPs) of flexible consumers. This indirect route significantly limits the potential for DSR to reach the market.

8) Etes-vous actuellement directement actif sur ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM (veuillez préciser le(s) marché(s) et le(s) produit(s)) ?

a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de votre part à ces marchés ?

No. We are not directly active as DSR/D-RES aggregators due to the lack of an adequate solution for the transfer of energy between BRPs (of the flexible consumers) and aggregators (see below).

b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire ?

On top of the points mentioned above, the product definition of Endex (base-load blocks) does not fit the flexible characteristic of DSR/D-RES.

We are strongly interested in organised energy markets and believe there is very significant potential for DSR in those markets, especially in BELPEX CIM. Once a suitable solution for the energy transfer issue is found, aggregators should be able to access the DAM and CIM markets, offering the highly needed flexibility when these markets are either significantly short (as on the 22/9/2015) or significantly long.

c. Si vous ne l'envisagez pas, quelle en est la raison ?

The inherent uncertainty of energy markets are not the ideal target market to convince new

consumer to enter the DSR market, but they are an important complement to the more stable revenues of the balancing market and depending on the evolution could in the longer run become the main source of income for DSR/D-RES.

9/ Avez-vous conclu avec un tiers (un fournisseur, un BRP, un gestionnaire de réseau ou un autre acteur de marché) un contrat permettant à ce tiers d'utiliser votre portefeuille de flexibilité ?

NA

a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de cette activité ? (par marché et par produit).

In the case of contracts with BRPs to balance their portfolio, we think that this is mainly due to the still limited will and capacity of the BRPs to better balance their portfolio's closer to real-time and the inherent conflict of interest with generation assets most BRPs own. We are open to such business models but believe that direct market access is far more important to let DR grow to its full potential.

b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire?

See 9a)

Aspect légaux

13/ Estimez-vous que la réglementation (loi électricité ; règlement technique ; ...) – notamment la réglementation fédérale – devrait être modifiée afin d'encourager la gestion de la demande ? Sur quels points essentiels les modifications devraient-elles porter ?

Yes. The current rules establishing the market model need to be extended in such way that independent aggregators (sometimes called FSPs), consumers, storage operators and decentralised producers have a well defined access and a level-playing field to all energy markets (in line with the European Energy Efficiency Directive). To this aim, unambiguous and detailed rules regarding the interaction (see below) between the FSP and the concerned BRPs are a prerequisite.

14/ Etes-vous favorable à l'élaboration d'une législation / réglementation encadrant de manière précise la gestion de la demande et la manière de valoriser la flexibilité sur les prélèvements, à l'image de ce qui existe dans d'autres pays ?

We are in favour of a well-defined market role for the FSP and decentralised producer regarding wholesale & balancing participation and interaction with other market parties.

15/ Dans quelles circonstances faudrait-il distinguer le prélèvement brut (exclusivement de la consommation) du prélèvement net (synthèse d'injections et de consommations sur un même site) ?

We are strongly in favour of sub-metering to allow flexible demand and local production to be accurately measured so their respective contribution can be assessed directly.

There is obviously no fundamental difference between 1 MW of demand flexibility and 1 MW of distributed generation regarding the service they can provide to the system.

BUT:

- In the future, the sustainability of the flexibility source could/should be included in the evaluation leading to a differentiation between demand and distributed generation.
- Regulation should take into account that DSR is about secondary asset use. Therefore, product definition and regulation need to account for this. Distributed generation with the main purpose of providing system services is not identical to local production that serves local needs and can *potentially* also deliver flexibility.

Rôles

16/ En matière de flexibilité de la demande, quels sont les nouveaux rôles qui devraient être définis dans le modèle de marché (BSP, agrégateur, FSP, autre...) ?

Allowing a direct access for independent aggregators to all markets is key!

Aggregators should be allowed to offer flexibility into all products of the balancing market, as it is the case for generation. Aggregators should also have direct access to the wholesale markets by signing an ARP contract adapted to their specific situation (including the specific balancing regime applicable to FSPs as described below).

The, as yet, not fully defined FSP role seems the best path forward. FSPs play a BSP role when acting in the balancing market and have access to the energy markets via an ARP contract.

As already mentioned the key missing part is the interaction between FSP and BRP regarding the transfer of energy between them.

17/ Est-il utile ou nécessaire de définir un rôle spécifique d'agrégateur si le rôle de FSP est défini ? Dans l'affirmative, quelle serait sa valeur ajoutée ?

No. The FSP role is sufficient provinding the points mentioned above are covered.

18/ Quelles conditions spécifiques devrait remplir un FSP pour pouvoir faire des offres de participation de la demande ? Selon le type d'usage, quelles responsabilités devrait-il endosser ?

The FSP is the contractual party towards the TSO, the DSO (in the context of a congestion market) and/or market for the flexibility offers made and accepted.

The main responsibility of the FSP is to deliver the contracted flexibility and be responsible (as is a BRP) for the difference between 1/ the energy bought (demand enhancement or production reduction) or 2/ sold (demand reduction or production enhancement) to either the TSO, DSO or the market and the actually "delivered" energy.

The energy actually delivered being defined as the difference between the baseline load and the actual consumption of the portfolio of the FSP.

This means the FSP takes on the balancing responsibility during activation for the difference with the baseline of his portfolio and the actual measured demand of that portfolio.

The BRP remains the balancing responsible in an unaltered way for the periods outside the activation (the vast majority of time) and for the baseline volume (the volume the portfolio would have consumed without the DSR activation) during activations.

In other words the situation for the BRP remains unchanged and is not impacted by DSR activations.

Produits spécifiques

19/ La participation des FSP au marché à terme (ENDEX) est-elle pertinente ? Si oui, dans quels cas ? Si non, pourquoi ?

As mentioned above the current product definition of ENDEX (base-load product only) is not suitable for the flexibility offered by DSR.

DSR is well suited and very interested in a forward market for peak-load that would allow increased revenue certainty for DSR (compared to DAM and CIM) and DSR could become a major source of lower cost liquidity for forward peak-load markets.

20/ La participation des FSP aux offres libres mFRR (sans paiement d'un terme fixe de réservation) est-elle pertinente ?

Yes. This participation needs to be on top of the reserved mFFR capacity. Actually when contracting fixed flexibility, the FSP always take a security margin so as to deliver the contracted capacity even in adverse conditions. Therefore, the FSP has most of the time a remaining capacity available on top of the contracted capacity. Free mFFR bids as well as DAM & CIM bids would allow that extra capacity to enter the market.

21/ Pouvez-vous classer par ordre d'intérêt croissant les usages (voir définition supra) auxquels la flexibilité de la demande ne participe actuellement pas et auxquels vous estimez qu'elle devrait pouvoir participer ? Dans la liste des marchés, une distinction peut être faite entre les différents

produits, par exemple pour les réserves.

The exact order of the opportunities depends on the future evolution of the individual markets and the volatility of the DAM and CIM markets in particular.

In the current context, the ordering is as follows (from the most interesting to the least):

- the balancing market is the most interesting,
- the CIM market (assuming CIM prices correctly reflect market conditions and this market becomes liquid),
- a liquid forward peak-load market (which can be a reliability option or a CM), and
- the DAM market (because volatility in that market is expected to be significantly lower and less frequent than in the CIM market).

Regarding the balancing markets all products should be open to DSR on a level playing field with other sources of the service like generation or storage.

DSR has the best technical and economical characteristics for less frequently used reserves. Nevertheless; some DSR sources are also suited to more frequently used reserves and the optimal mix should be determined by the competition and not product specifications.

22/ Estimez-vous que la flexibilité de la demande doit être traitée différemment de la flexibilité des unités de production (doit faire l'objet de produits spécifiques) ?

a. Pourquoi ?

Yes, demand flexibility and generation flexibility must be addressed the same way. This is the main reason for the renewable sector to take part to this consultation.

We believe that if the product requirements for flexibility are set as needed by the power system and not to suit a particular source of flexibility (i.e. generation, as has been the case in the past) then the market will determine the optimal mix of flexibility sources to address the system needs.

In practice the current products are designed to suit generation and in many cases do not fit with DSR because for the last century generation was the only source of flexibility.

In the short term specific DSR products such as R3DP and SDR have proven useful and allowed DSR to grow. However, this approach is not easily extendable for the future and will always be less efficient than the preferred approach described above.

Transfer d'énergie

23/ Quel devrait être le statut de l'énergie activée dans le cadre de la flexibilité ? Qui en est propriétaire et à quel moment ?

Three possible answers:

- The consumer buys this energy from his BRP and is free to sell it via an FSP or directly to either the market or the TSO.
    - This is the case today for ICH and a part of SDR. The main issue is that this option is very complex to implement because energy billing is de-coupled from metering and therefore transfer of energy is dealt with at the individual consumer level and not at the wholesale (portfolio) level between market players
- The FSP buys or sells the activated energy from/to the BRPs of the activated consumers/producers.
    - In this case the relationship between BRP/retailer and consumer remains unchanged, i.e. the consumer owns and pays for the energy that actually passed his meter and the activated energy is bought/sold at a price that generates nor profit nor loss (the sourcing price) for the BRP. The FSP acts with the consent of the consumer and the BRP is obliged to accept the transaction at the fair price allowing the consumer to freely monetise his flexibility with the FSP of his choice within the limits of his existing energy supply contract (see below).
- The position of the BRP is not corrected
    - This very simple solution (described below see q24) makes sense for uses of DSR at the very end of the merit order, where the energy volume is negligible versus the capacity being reserved. It remunerates the BRP at imbalance tariffs for the activated energy without any changes required to the existing system & processes. It avoids the question of who owns the energy.

24/ Le déséquilibre du BRP doit-il être corrigé ?

The better solution is for the activated energy to be transferred at a fair price as described in 23), limited to products where the energy volume is marginal compared to the capacity being offered, i.e. for capacity that is used at the end of the merit order (f.ex. R3DP) a simpler solution is possible.

Not correcting the position of the BRP means that the activated volume will be settled at the imbalance price. For balancing reserves that are activated in-line with the control area situation this is a very lucrative remuneration for the BRP but a high societal cost.

As long as the energy volume is marginal this approach is efficient seen the cost saved by this simple approach. As a general solution this approach should not be pursued as it does not address all the other potential uses of DSR.

25/ La réponse à la question précédente dépend-elle du plan de tension auquel est connecté le consommateur final dont la flexibilité est activée ? Les cas envisagés sont une connexion au réseau d'Elia, au réseau MT d'un GRD (à partir de 1 KV) et au réseau BT d'un GRD (en dessous de 1 KV). Pourriez-vous justifier votre réponse ?

No. There is no link to the tension level of the consumers. Imbalance is considered at portfolio level and includes, by definition, all consumers/producers of the BRP. The impact of DSR on the BRPs position therefore must also be evaluated at the portfolio level.

26/ La réponse à la question précédente dépend-elle du type de mesure (AMR ou assimilé, comptage

annuel) de l'énergie du consommateur final dont la flexibilité est activée ? Pourriez-vous justifier votre réponse ?

Defining the activated volume for non-AMR metered consumers is not feasible with a sufficient level of accuracy. Therefore we consider that an AMR or smart-meter is a pre-requisite for the full use of the flexibility that can be offered by DSR.

27/ Le volume utilisé pour la correction éventuelle du déséquilibre du BRP doit-il être le même que celui utilisé pour calculer l'éventuelle compensation financière ? Si non, comment le déterminer ?

Yes. Actually, there is only one definition of activated volume and this should be used throughout.

The activated volume is the difference between the baseline (the best possible approximation of the consumption without activation) and the measured demand during the activation period.

28/ Cette activation doit-elle donner lieu à compensation financière entre le FSP et le BRP ?

Yes. The activated energy sourced (not consumed in case of demand decrease) and not sourced by the BRP (in case of demand increase) must be transferred between both parties at a fair price. This obviously assumes that the FSP (and his consumers) can include this cost in his activation price particularly for balancing product (some of which exclude an activation cost today)

Seen that the BRP has no part in the flexibility action, he should not be allowed to make a profit nor suffer a loss from the DSR event. For this reason, a fair price should compensate his sourcing cost for the activated energy.

29/ En partant du principe que le volume de la participation quart horaire de la demande lors d'une activation par un FSP est évalué comme la différence entre la consommation réelle et une consommation de référence (« *baseline* ») :

a. Comment évaluer cette *baseline* ? Pourriez-vous décrire les méthodes proposées ?

The baseline is the best possible approximation of the demand that would have occurred but for the DSR event.

It covers the activation period, i.e. the period where demand is actively controlled to meet the contractual obligations linked to the DSR event.

The same baseline is used to determine the execution and financial settlement of the DSR event on the one side and the financial transaction with the BRP on the other side, i.e. the activated energy is the same throughout the full transaction chain.

On top of the best possible accuracy, two other criteria are important to choose the appropriate

baseline determination method:

- The baseline method must not allow gaming, i.e. should not take into account as reference periods where it is known that a DR event will happen (depends on the use of DR see R3DP versus SDR)
- The chosen baseline method must be transparent to the consumer, so he can calculate his activated energy and have a clear understanding of the reference used to evaluate his performance.

b. La méthode d'évaluation appliquée devrait-elle être :

i. unique et imposée pour tous les produits de participation de la demande ?

No. Depending on the duration of the event and the lead time of the notice prior to the event different baselines can and should be used.

This is the case today for R3DP and SDR. Depending on their characteristics (length, up front notice) new DSR events should either adopt one of the existing baseline methodologies or, if needed, a new one should be developed.

ii. unique et imposée par produit de participation de la demande mais éventuellement différente d'un produit à l'autre ?

Yes. For a given DSR product there should be one default baseline method. This method must be "smart" enough to handle the vast majority of cases that can exist for a given product (different sources, different consumer segments ...). In the end the baseline is nothing else as the extrapolation or interpolation of the past behaviour to fill the gaps generated by the demand event. For exceptional cases that are not adequately covered by the default baseline, specific solutions can and should be defined by the TSO to avoid any exclusion of consumers on this basis.

iii. à choisir par le FSP pour tous les produits, dans une liste de méthodes applicable à l'ensemble des produits ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

iv. à choisir par le FSP pour chaque produit, dans une liste de méthodes éventuellement différente d'un produit à l'autre ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

v. à choisir par le FSP pour chaque point d'injection, dans une liste de méthodes applicable à l'ensemble des produits ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

vi. à choisir par un autre acteur (acteur et modalités à spécifier) ?

The choice should be regulatory (energy market) or product (balancing market) related.

c. Qui doit être responsable des mesures/comptages utilisés pour l'évaluation ?

For balancing products, we prefer the TSO given his knowledge, experience, independence and existing role in that market. The metering rules should be specified as part of the product and should look at maximum efficiency and minimized risk for fraud.

For energy market products the choice is larger: It could be the TSO as an extension of his role in the balancing market or alternatively the buyer could have an audit right (without losing confidentiality) on the seller who would provide the metering. This second option would be applicable for access points that do not participate in the balancing market or for all transaction in the energy market if that is acceptable to the buyers, i.e. the BRPs.

d. Qui doit être responsable de la gestion des données utilisés pour l'évaluation ?

See answer to 29c

30) Pour ce qui concerne la détermination du prix unitaire (EUR/MWh) de la compensation financière :

a. Selon quelle(s) méthode(s) déterminer ce prix unitaire ?

Fundamentally two options are possible:

- Choose a price per individual consumer multiplied by the individual activated energy and the sum per FSP-BRP pair
- Sum up the activated energy per FSP-BRP pair and then multiply with the average sourcing cost.

The first option is more complex and raises confidentiality issues but accurately reflects the existing variance in sourcing cost between consumers.

The second option is significantly simpler and avoids confidentiality issues as aggregated data can be used. The challenge being to select formula parameters such that the average computed cost actually matches the average sourcing cost of the BRPs.

Our proposed formula would be to use the weekly average DAM price for the given hour together with a mix of forward prices (f.ex. 2yrs., 1 yr., 6 m.) at the correct mix (f.ex. 40, 20, 20,20) such that the commuted price represent the best possible average sourcing cost of the BRPs. We are open to discuss any formula that can objectively be considered as the average sourcing cost of the BRPs as long as it is market based such that the transfer price paid evolves in-line with the energy markets.

To maximize social welfare, DSR should to be deployed when the market is significantly short (f.ex BELPEX DAM 22/9) or significantly long, not when the market is "normal" and there is an efficient balance between available generation and demand. To achieve this societal optimum, the transfer price needs to be the middle of the price band above and below which the market would be considered to be significantly short or long. This can be defined as absolute values or as a % of time (f.ex. highest 10%, lowest 10%)

b. Qui devrait être responsable de cette détermination ?

Whatever the option, the price is a market price that is the default for the transaction between FSP and BRP.

Another price can be agreed bi-laterally but in absence of such an agreement the default price is applicable and the transaction cannot be refused at the standard terms.

If the option of individual prices is retained then an independent third party is required to guarantee the confidentiality of the individual prices and access point concerned. This third party can be the TSO (who already has the individual volumes at least for transactions concerning the balancing market) or a Power Exchange.

c. Le prix pour une activation de flexibilité à la hausse devrait-il être le même que celui pour une activation à la baisse ? Pourquoi ?

Yes. The aim is nor profit nor loss for the BRP. For this to happen, the transfer price should be symmetric so to avoid that different prices provide a profit margin for the BRP for an action for which he has not contributed.

31/ Comment le montant de la compensation devrait-il être payé ?

a. Directement entre BRP et FSP.

The current market rules & processes imply that transactions regarding the activated energy are registered such that each party remains in balance. There is no reason why payments of the transactions should not follow the same rules as for the existing transactions in the market.

b. Via un intermédiaire (à préciser).

As is the case for all energy transactions, the DSR transaction should be handled centrally by BELPEX.

32/ La présente question se réfère au cas où le BRP concerné n'est pas le fournisseur d'énergie du consommateur final qui vend sa flexibilité.

a. Ce cas pose-t-il un problème spécifique pour la compensation financière ? Pourquoi ?

No. This is the standard case and actually when FSP and BRP are the same company or group then the transfer of energy becomes an internal issue.

The proposed solution above aims at neutralizing the effect of DSR activation for the concerned BRP. With the above solution in place there is no difference for the BRP with or without a DSR event in his portfolio.

b. Dans l'affirmative, la solution à ce problème doit-elle être régulée ? Si oui, en suivant quels principes ?

As mentioned above, what is required is that the FSP gets level access to the market and this requires the FSP to have the right to acquire (or sell) the activated energy to/from the impacted BRP.

Without this right, the FSP does not have access to the market and is at the mercy of the BRPs who effectively control the access of flexibility to the market.

Information des acteurs

33/ De quelles informations spécifiques le consommateur final devrait-il disposer ?

The consumer must be able to verify the settlement of his flexibility. He needs to be able to re-construct the baseline and know the activation periods so that he can check the actually delivered flexible energy.

34/ De quelles informations spécifiques le FSP devrait-il disposer ?

The FSP must have access to the metering information (either head or sub-meter) that will be used for settlement. This access should be local and central (validated or corrected data).

35/ De quelles informations spécifiques le fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ?

In his traditional role (no balance responsibility) as retailer there is no need for extra data. Billing is unchanged and based on actual metered demand and the existing retail contract remains valid without the need for any changes.

36/ De quelles informations spécifiques le BRP du fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ?

The BRP must receive aggregated data on the volume of activated energy in his portfolio per settlement period. This data is needed to correct the actual meter readings for forecasting purpose and to avoid any counter actions that would counteract the DSR event. The timing of this information

must be at the same time then the metering data he receives regarding the consumers in his portfolio.

37/ De quelles informations spécifiques le GRT devrait-il disposer ?

For DSR events related to the balancing market, i.e. where the TSO is the buyer of the flexibility, he needs to receive or collect all the necessary data to verify the actual delivery of the contracted flexibility.

For DSR events related to the energy market, the TSO must have a view on the transactions (as is the case for all energy transaction!) so he can accurately determine the imbalance of all market actors.

38/ De quelles informations spécifiques le GRD au réseau duquel est connecté le consommateur final vendant sa flexibilité devrait-il disposer ?

For an operational point of view, variable demand or variable generation, from DSR or not, is already part of the uncertainty that is managed by DGOs. To this aim, a DGO must be able to forecast demand (and local production) on his network and identify the risk of congestion so as to manage his grid. To this aim, it might be useful for DGOs to identify which consumers have agreements in place to offer their flexibility (one way or another) to the market.

We strongly oppose that having this information gives the right to the DGO to alter consumers connection and/or access contract without financial compensation such that a level playing field is ensured between consumers.

39/ Quelles sont les informations qui devraient rester confidentielles ? Pour chaque information visée, il est demandé de spécifier :

a. pourquoi elle doit rester confidentielle,

Under the current circumstances the FSP asks that the access points that are part of their portfolio's remain confidential. The reason is that providing this information to a potential competitor gives that competitor an unfair advantage compared to the other parties of the market. Further, practice has shown that although the existing retail contracts are fully respected, some retailers, when they know, try to modify their running contract terms to the detriment of the consumer to deter him from (further) participation in the DSR market. Confidentiality is the best defence against these abusive practices.

b. vis-à-vis de quels acteurs du marché elle doit rester confidentielle et quels acteurs peuvent y avoir accès.

Confidentiality is essential towards the BRPs that are potential competitors of the FSP. Assuming

their guaranteed neutrality and the clarification that DGOs and TGOs cannot act as FSPs, they should have access to all the data they need to optimally plan & operate their networks.

42/ Quelles sont vos suggestions pour éviter la double vente de flexibilité de la demande ?

Double sales of flexibility only occur when activated energy is counted and paid twice. As long as a consumer honours all his running contracts (f.ex. R1 and R3DP), even when they happen simultaneously, there is no double sales and this situation is perfectly acceptable.

We see no fundamental incompatibility between dynamic price contracts and offering flexibility via a contracted volume in the balancing or energy market. The baseline methodology will capture the actual behaviour of the consumer independently of the reasons that lead to a particular behaviour (indeed there is no rule to the particular impact of dynamic prices on the demand behaviour and each case is potentially different) and extend this behaviour across the activation period as described above. The contracted flexibility must be delivered on top of the change of behaviour potentially triggered by price.

The consumer that is willing to take the price risk will have the choice between freely choosing his demand profile and valorising his flexibility via an FSP contract giving away some of that freedom of choice against additional remuneration. This is not double payment and should allow consumers with variable prices to further reduce the activation prices they quote in their DSR offers.

Consumers that contractually take over their own balancing risk but do not become their own BRP, as some very limited number do today, are a special case. For the products at the very end of the merit order and therefore with very limited activated energy volumes such as R3DP where the portfolio of the BRP is not adapted there is no issue. Actually the BRP is paid imbalance tariff for the activated energy and transfers this payment in line with all other imbalance charges & revenues to the consumer. For future products where the solution as described in question 30 above is applied, there is an issue.

Mesures et comptages

43/ Estimez-vous l'utilisation de compteurs secondaires (*metering behind the head meter, submetering*) utile ou nécessaire ? Pourquoi ?

Submetering allows to significantly improve the settlement for cases where the head-meter includes the measurement of non-controllable demand. It is a necessity to exploit the full potential of DSR as otherwise access points in the case above cannot participate due to the uncertainty of the settlement itself as the non-controllable demand cannot be excluded from the settlement

44/ Estimez-vous que le recours au *submetering* devrait faire l'objet d'un traitement spécifique par rapport aux mesures et comptages basés sur les compteurs de tête ? Dans l'affirmative :

a. Sur quels éléments particuliers les différences devraient-elles porter ?

In principle there is no difference between normal metering and sub-metering except that in the case of sub-metering it needs to be verified that no gaming is taking place by transferring loads from one circuit to another so as to generate false flexibility.

b. Le recours au *submetering* requiert-il des adaptations au traitement du transfert d'énergie ?

No. The total activated energy is transferred between the BRP and the FSP irrespective of how it is measured. What is different is how the actual delivery is checked by the party that buys the flexibility (the TSO for balancing market, the buyer via audit right for energy market transactions). See 29c

45/ Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de mesure/comptage dans le *submetering* ?

a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

There is neither need nor added value in giving this task to a regulated party as a monopoly. What needs to be achieved is that the buyers of the DSR service (TSO, market ...) are satisfied with the proposed metering and establish the objective criteria they require to satisfy their specific needs.

46/ Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de gestion des données de mesure/comptage dans le *submetering* ?

a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

We believe this needs to be a free market activity not a regulated monopoly for the reasons described in q 45.

Rebound effect

47/ L'effet rebond (« *rebound effect* ») devrait-il être intégré dans le modèle de marché de la flexibilité sur la demande ?

No. Rebound is what the consumer does once his contractual obligations towards the buyer of DSR are over. As long as he respects his retail and connection contracts there is no need for any special treatment.

In practice we have never seen a measurable rebound effect that could be distinguished from the normal behaviour of consumers. Actually there is no fundamental difference between the impact of a DSR event and many other external reasons why demand varies over time, such as for example several tons of goods moving in a cold store (goods at 0.5 degree higher than the temperature of the cold store - which happens all the time - have the same impact as a 1 hour of demand reduction for DSR). There are many other similar examples, while to this date no single real-life example of a rebound with measurable impact has been publically discussed.

48) Dans l'affirmative, quels aspects de l'effet rebond devraient-ils être pris en compte, et comment ?

None. See 47

Autres suggestions

49/ Quelles autres solutions proposez-vous pour lever les obstacles identifiés ci-dessus (sur tous les plans : légal, régulatoire, contractuel, opérationnel) ?

The current solution of no correction to the BRP perimeter as applied to f. ex. R3DP is a simple and elegant solution for the DSR products at the end of the merit order. As long as the energy volume is small compared to the capacity being contracted, this simple solution has proven its merit in unlocking the DSR market.

50/ Avez-vous d'autres idées ou suggestions ?

We look forward to actively contribute in all forms of brainstorming and market discussions on this topic with the aim to achieve the best possible solutions for consumers regarding the introduction of independent FSPs in the balancing and energy markets.

B-DRA Position:

CREG DSF consultation

September 2015

Authors
Actility, Anode, Energy Pool, Enernoc and REstore

Introduction

Please find below the answer to the questions of your consultation that are addressed to the independent aggregators.

For a more conceptual view on our POV and proposed solution we refer you to our whitepaper published in June 2014 and attached to this answer.

We understand that this consultation is the first step in the process to adapt the market rules in-line with the requirements of the Energy Efficiency Directive (EED) and as mandated to the CREG by the federal government.

We are favorable to this process and have provided and will continue to provide all the input we can to achieve a successful outcome to the benefit of the Belgian consumers.

We remain available for any inquiries on the answers provided and to participate in any next steps that will follow this consultation.

CREG consultation:

Obstacles rencontrés

6) Quels obstacles rencontrez-vous au développement de votre portefeuille de flexibilité ?

The first obstacle is the very limited number of products (R1 Load, R3DP and SDR) that hinders the development of larger DSR portfolios. The wider the range of accessible products the larger the available demand flexibility to meet the requirements of growing share of variable renewable generation.

The second obstacle is the limited, slow and cumbersome opening of the DSR market for consumers connected to the distribution grids (DGO). Although the situation improved recently, there is still significant progress needed to ensure the full exploitation of the DGO-connected DSR potential.

7) Quels obstacles rencontrez-vous à la commercialisation de cette flexibilité (par marché et par produit) ?

The key barrier is access to market: Today's access is limited to R1 Load, R3DP and SDR products while DSR could contribute to many others, such as balancing products and the growing intra-day market.

The Interruptibility Contract Holder (ICH) in its current form is not suitable for aggregators as the benefits of aggregation are erased by the product specification given that individual bids are de facto the only proposed option.

All other balancing products are not open to DSR at the moment.

The day-ahead and intraday markets are not directly accessible to aggregators. At the moment the only possible access is via the Balance Responsible Parties (BRPs) of flexible consumers. This indirect route significantly limits the potential for DSR to reach the market.

8) Etes-vous actuellement directement actif sur ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM (veuillez préciser le(s) marché(s) et le(s) produit(s)) ?
a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de votre part à ces marchés ?

No. We are not directly active as DSR aggregators due to the lack of an adequate solution for the transfer of energy between BRPs (of the flexible consumers) and aggregators (see below).

b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire ?

On top of the points mentioned above, the product definition of Endex (base-load blocks) does not fit the flexible characteristic of DSR.

We are strongly interested in organised energy markets and believe there is very significant potential for DSR in those markets, especially in BELPEX CIM. Once a suitable solution for the energy transfer issue is found, aggregators should be able to access the DAM and CIM markets, offering the highly needed flexibility when these markets are either significantly short (as on the 22/9/2015) or significantly long.

c. Si vous ne l'envisagez pas, quelle en est la raison ?

The inherent uncertainty of energy markets are not the ideal target market to convince new consumer to enter the DSR market, but they are an important complement to the more stable revenues of the balancing market and depending on the evolution could in the longer run become the main source of income for DSR.

9) Avez-vous conclu avec un tiers (un fournisseur, un BRP, un gestionnaire de réseau ou un autre acteur de marché) un contrat permettant à ce tiers d'utiliser votre portefeuille de flexibilité ?
a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de cette activité ? (par marché et par produit).

Some of the BDRA members have actually made such deals allowing BRPs to balance their portfolio with flexible consumers. This is however a marginal business compared to the R3DP and SDR markets.

Our analysis is that this is mainly due to the still limited will and capacity of the BRPs to better balance their portfolio's closer to real-time and the inherent conflict of interest with generation assets most BRPs own. We are open to such business models but believe that direct market access is far more important to let DR grow to its full potential.

b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire?

See 9a)

Aspect légaux

13) Estimez-vous que la réglementation (loi électricité ; règlement technique ; ...) – notamment la réglementation fédérale – devrait être modifiée afin d'encourager la gestion de la demande ? Sur quels points essentiels les modifications devraient-elles porter ?

Yes. The current rules establishing the market model need to be extended in such way that independent aggregators (sometimes called FSPs) have a well defined access and a level-playing field to all energy markets (in line with the European Energy Efficiency Directive). To this aim, unambiguous and detailed rules regarding the interaction (see below) between the FSP and the concerned BRPs are a prerequisite.

14) Etes-vous favorable à l'élaboration d'une législation / réglementation encadrant de manière précise la gestion de la demande et la manière de valoriser la flexibilité sur les prélèvements, à l'image de ce qui existe dans d'autres pays ?

We are not sure which other countries you refer to, but in general we are in favour of a well-defined market role for the FSP regarding wholesale & balancing participation and interaction with other market parties.

15) Dans quelles circonstances faudrait-il distinguer le prélèvement brut (exclusivement de la consommation) du prélèvement net (synthèse d'injections et de consommations sur un même site) ?

We are strongly in favour of sub-metering to allow flexible demand and local production to be accurately measured so their respective contribution can be assessed directly.

There is obviously no fundamental difference between 1 MW of demand flexibility and 1 MW of distributed generation regarding the service they can provide to the system.

BUT:

- In the future, the sustainability of the flexibility source could/should be included in the evaluation leading to a differentiation between demand and distributed generation.
- Regulation should take into account that DSR is about secondary asset use. Therefore, product definition and regulation need to account for this. Distributed generation with the main purpose of providing system services is not identical to local production that serves local needs and can *potentially* also deliver flexibility.

Rôles

16) En matière de flexibilité de la demande, quels sont les nouveaux rôles qui devraient être définis dans le modèle de marché (BSP, agrégateur, FSP, autre...) ?

Allowing a direct access for independent aggregators to all markets is key!

Aggregators should be allowed to offer flexibility into all products of the balancing market, as it is the case for generation. Aggregators should also have direct access to the wholesale markets by signing an ARP contract adapted to their specific situation (including the specific balancing regime applicable to FSPs as described below).

The, as yet, not fully defined FSP role seems the best path forward. FSPs play a BSP role when acting in the balancing market and have access to the energy markets via an ARP contract.

As already mentioned the key missing part is the interaction between FSP and BRP regarding the transfer of energy between them.

17) Est-il utile ou nécessaire de définir un rôle spécifique d'agrégateur si le rôle de FSP est défini ? Dans l'affirmative, quelle serait sa valeur ajoutée ?

No. The FSP role is sufficient provinding the points mentioned above are covered.

18) Quelles conditions spécifiques devrait remplir un FSP pour pouvoir faire des offres de participation de la demande ? Selon le type d'usage, quelles responsabilités devrait-il endosser ?

The FSP is the contractual party towards the TSO, the DSO (in the context of a congestion market) and/or market for the flexibility offers made and accepted.

The main responsibility of the FSP is to deliver the contracted flexibility and be responsible (as is a BRP) for the difference between 1/ the energy bought (demand enhancement) or 2/ sold (demand reduction) to either the TSO, DSO or the market and the actually "delivered" energy.

The energy actually delivered being defined as the difference between the baseline load and the actual consumption of the portfolio of the FSP.

This means the FSP takes on the balancing responsibility during activation for the difference with the baseline of his portfolio and the actual measured demand of that portfolio.

The BRP remains the balancing responsible in an unaltered way for the periods outside the activation (the vast majority of time) and for the baseline volume (the volume the portfolio would have consumed without the DSR activation) during activations.

In other words the situation for the BRP remains unchanged and is not impacted by DSR activations.

Produits spécifiques

19) La participation des FSP au marché à terme (ENDEX) est-elle pertinente ? Si oui, dans quels cas ? Si non, pourquoi ?

As mentioned above the current product definition of ENDEX (base-load product only) is not suitable for the flexibility offered by DSR.

DSR is well suited and very interested in a forward market for peak-load that would allow increased revenue certainty for DSR (compared to DAM and CIM) and DSR could become a major source of lower cost liquidity for forward peak-load markets.

20) La participation des FSP aux offres libres mFRR (sans paiement d'un terme fixe de réservation) est-elle pertinente ?

Yes. This participation needs to be on top of the reserved mFFR capacity. Actually when contracting fixed flexibility, the FSP always take a security margin so as to deliver the contracted capacity even in adverse conditions. Therefore, the FSP has most of the time a remaining capacity available on top of the contracted capacity. Free mFFR bids as well as DAM & CIM bids would allow that extra capacity to enter the market.

21) Pouvez-vous classer par ordre d'intérêt croissant les usages (voir définition supra) auxquels la flexibilité de la demande ne participe actuellement pas et auxquels vous estimez qu'elle devrait pouvoir participer ? Dans la liste des marchés, une distinction peut être faite entre les différents produits, par exemple pour les réserves.

The exact order of the opportunities depends on the future evolution of the individual markets and the volatility of the DAM and CIM markets in particular.

In the current context, the ordering is as follows (from the most interesting to the least):

- the balancing market is the most interesting,
- the CIM market (assuming CIM prices correctly reflect market conditions and this market becomes liquid),
- a liquid forward peak-load market (which can be a reliability option or a CM), and
- the DAM market (because volatility in that market is expected to be significantly lower and less frequent then in the CIM market).

Regarding the balancing markets all products should be open to DSR on a level playing field with other sources of the service (generation, storage …).

DSR has the best technical and economical characteristics for less frequently used reserves. Nevertheless; some DSR sources are also suited to more frequently used reserves and the optimal mix should be determined by the competition and not product specifications.

22) Estimez-vous que la flexibilité de la demande doit être traitée différemment de la flexibilité des unités de production (doit faire l'objet de produits spécifiques) ?
a. Pourquoi ?

In principle No (see above).

We believe that if the product requirements for flexibility are set as needed by the power system and not to suit a particular source of flexibility (i.e. generation, as has been the case in the past) then the market will determine the optimal mix of flexibility sources to address the system needs.

In practice the current products are designed to suit generation and in many cases do not fit with DSR because for the last century generation was the only source of flexibility.

In the short term specific DSR products such as R3DP and SDR have proven useful and allowed DSR to grow. However, this approach is not easily extendable for the future and will always be less efficient then the preferred approach described above.

b. Dans l'affirmative, quelles caractéristiques devraient distinguer ces produits spécifiques ?

Transfer d'énergie

23) Quel devrait être le statut de l'énergie activée dans le cadre de la flexibilité ? Qui en est propriétaire et à quel moment ?

Three possible answers:

- The consumer buys this energy from his BRP and is free to sell it via an FSP or directly to either the market or the TSO.
    - This is the case today for ICH and a part of SDR. The main issue is that this option is very complex to implement because energy billing is de-coupled from metering and therefore transfer of energy is dealt with at the individual consumer level and not at the wholesale (portfolio) level between market players

- The FSP buys or sells the activated energy from/to the BRPs of the activated consumers.
    - In this case the relationship between BRP/retailer and consumer remains unchanged, i.e. the consumer owns and pays for the energy that actually passed his meter and the activated energy is bought/sold at a price that generates nor profit nor loss (the sourcing price) for the BRP. The FSP acts with the consent of the consumer and the BRP is obliged to accept the transaction at the fair price allowing the consumer to freely monetise his flexibility with the FSP of his choice within the limits of his existing energy supply contract (see below).
- The position of the BRP is not corrected
    - This very simple solution (described below see q24) makes sense for uses of DSR at the very end of the merit order, where the energy volume is negligible versus the capacity being reserved. It remunerates the BRP at imbalance tariffs for the activated energy without any changes required to the existing system & processes. It avoids the question of who owns the energy.

24) Le déséquilibre du BRP doit-il être corrigé ?

The better solution is for the activated energy to be transferred at a fair price as described in 23), limited to products where the energy volume is marginal compared to the capacity being offered, i.e. for capacity that is used at the end of the merit order (f.ex. R3DP) a simpler solution is possible.

Not correcting the position of the BRP means that the activated volume will be settled at the imbalance price. For balancing reserves that are activated in-line with the control area situation this is a very lucrative remuneration for the BRP but a high societal cost.

As long as the energy volume is marginal this approach is efficient seen the cost saved by this simple approach. As a general solution this approach should not be pursued as it does not address all the other potential uses of DSR.

25) La réponse à la question précédente dépend-elle du plan de tension auquel est connecté le consommateur final dont la flexibilité est activée ? Les cas envisagés sont une connexion au réseau d'Elia, au réseau MT d'un GRD (à partir de 1 KV) et au réseau BT d'un GRD (en dessous de 1 KV). Pourriez-vous justifier votre réponse ?

No. There is no link to the tension level of the consumers. Imbalance is considered at portfolio level and includes, by definition, all consumers of the BRP. The impact of DSR on the BRPs position therefore must also be evaluated at the portfolio level.

26) La réponse à la question précédente dépend-elle du type de mesure (AMR ou assimilé, comptage annuel) de l'énergie du consommateur final dont la flexibilité est activée ? Pourriez-vous justifier votre réponse ?

Defining the activated volume for non-AMR metered consumers is not feasible with a sufficient level of accuracy. Therefore we consider that an AMR or smart-meter is a pre-requisite for the full use of the flexibility that can offered by DSR.

27) Le volume utilisé pour la correction éventuelle du déséquilibre du BRP doit-il être le même que celui utilisé pour calculer l'éventuelle compensation financière ? Si non, comment le déterminer ?

Yes. Actually, there is only one definition of activated volume and this should be used throughout.

The activated volume is the difference between the baseline (the best possible approximation of the consumption without activation) and the measured demand during the activation period.

28) Cette activation doit-elle donner lieu à compensation financière entre le FSP et le BRP ?

Yes. The activated energy sourced (not consumed in case of demand decrease) and not sourced by the BRP (in case of demand increase) must be transferred between both parties at a fair price. This obviously assumes that the FSP (and his consumers) can include this cost in his activation price particularly for balancing product (some of which exclude an activation cost today)

Seen that the BRP has no part in the flexibility action, he should not be allowed to make a profit nor suffer a loss from the DSR event. For this reason, a fair price should compensate his sourcing cost for the activated energy.

29) En partant du principe que le volume de la participation quart horaire de la demande lors d'une activation par un FSP est évalué comme la différence entre la consommation réelle et une consommation de référence (« *baseline* ») :
a. Comment évaluer cette *baseline* ? Pourriez-vous décrire les méthodes proposées ?

The baseline is the best possible approximation of the demand that would have occurred but for the DSR event.

It covers the activation period, i.e. the period where demand is actively controlled to meet the contractual obligations linked to the DSR event.

The same baseline is used to determine the execution and financial settlement of the DSR event on the one side and the financial transaction with the BRP on the other side, i.e. the activated energy is the same throughout the full transaction chain.

On top of the best possible accuracy, two other criteria are important to choose the appropriate baseline determination method:

- The baseline method must not allow gaming, i.e. should not take into account as reference periods where it is known that a DR event will happen (depends on the use of DR see R3DP versus SDR)
- The chosen baseline method must be transparent to the consumer, so he can calculate his activated energy and have a clear understanding of the reference used to evaluate his performance.

b. La méthode d'évaluation appliquée devrait-elle être :
i. unique et imposée pour tous les produits de participation de la demande ?

No. Depending on the duration of the event and the lead time of the notice prior to the event different baselines can and should be used.

This is the case today for R3DP and SDR. Depending on their characteristics (length, up front notice) new DSR events should either adopt one of the existing baseline methodologies or, if needed, a new one should be developed.

ii. unique et imposée par produit de participation de la demande mais éventuellement différente d'un produit à l'autre ?

Yes. For a given DSR product there should be one default baseline method. This method must be "smart" enough to handle the vast majority of cases that can exist for a given product (different sources, different consumer segments ...). In the end the baseline is nothing else as the extrapolation or interpolation of the past behaviour to fill the gaps generated by the demand event. For exceptional cases that are not adequately covered by the default baseline, specific solutions can and should be defined by the TSO to avoid any exclusion of consumers on this basis.

iii. à choisir par le FSP pour tous les produits, dans une liste de méthodes applicable à l'ensemble des produits ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

iv. à choisir par le FSP pour chaque produit, dans une liste de méthodes éventuellement différente d'un produit à l'autre ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

v. à choisir par le FSP pour chaque point d'injection, dans une liste de méthodes applicable à l'ensemble des produits ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

vi. à choisir par un autre acteur (acteur et modalités à spécifier) ?

The choice should be regulatory (energy market) or product (balancing market) related.

c. Qui doit être responsable des mesures/comptages utilisés pour l'évaluation ?

For balancing products, we prefer the TSO given his knowledge, experience, independence and existing role in that market. The metering rules should be specified as part of the product and should look at maximum efficiency and minimized risk for fraud.

For energy market products the choice is larger: It could be the TSO as an extension of his role in the balancing market or alternatively the buyer could have an audit right (without losing confidentiality) on the seller who would provide the metering. This second option would be applicable for access points that do not participate in the balancing market or for all transaction in the energy market if that is acceptable to the buyers, i.e. the BRPs.

d. Qui doit être responsable de la gestion des données utilisés pour l'évaluation ?

See answer to 29c

30) Pour ce qui concerne la détermination du prix unitaire (EUR/MWh) de la compensation financière :
a. Selon quelle(s) méthode(s) déterminer ce prix unitaire ?

Fundamentally two options are possible:

- Choose a price per individual consumer multiplied by the individual activated energy and the sum per FSP-BRP pair
- Sum up the activated energy per FSP-BRP pair and then multiply with the average sourcing cost.

The first option is more complex and raises confidentiality issues but accurately reflects the existing variance in sourcing cost between consumers

The second option is significantly simpler and avoids confidentiality issues as aggregated data can be used. The challenge being to select formula parameters such that the average computed cost actually matches the average sourcing cost of the BRPs

Our proposed formula would be to use the weekly average DAM price for the given hour together with a mix of forward prices (f.ex. 2yrs., 1 yr., 6 m.) at the correct mix (f.ex. 40, 20, 20,20) such that the commuted price represent the best possible average sourcing cost of the BRPs. We are open to discuss any formula that can objectively be considered as the average sourcing cost of the BRPs as long as it is market based such that the transfer price paid evolves in-line with the energy markets.

To maximize social welfare, DSR should to be deployed when the market is significantly short (f.ex BELPEX DAM 22/9) or significantly long, not when the market is "normal" and there is an efficient balance between available generation and demand. To achieve this societal optimum, the transfer price needs to be the middle of the price band above and below which the market would be considered to be significantly short or long. This can be defined as absolute values or as a % of time (f.ex. highest 10%, lowest 10%)

b. Qui devrait être responsable de cette détermination ?

Whatever the option, the price is a market price that is the default for the transaction between FSP and BRP.

Another price can be agreed bi-laterally but in absence of such an agreement the default price is applicable and the transaction cannot be refused at the standard terms.

If the option of individual prices is retained then an independent third party is required to guarantee the confidentiality of the individual prices and access point concerned. This third party can be the TSO (who already has the individual volumes at least for transactions concerning the balancing market) or a Power Exchange.

c. Le prix pour une activation de flexibilité à la hausse devrait-il être le même que celui pour une activation à la baisse ? Pourquoi ?

Yes. The aim is nor profit nor loss for the BRP. For this to happen, the transfer price should be symmetric so to avoid that different prices provide a profit margin for the BRP for an action for which he has not contributed.

d. Dans la négative, sur quelles bases différencier ces deux prix ?

31) Comment le montant de la compensation devrait-il être payé ?
a. Directement entre BRP et FSP.

The current market rules & processes imply that transactions regarding the activated energy are registered such that each party remains in balance. There is no reason why payments of the transactions should not follow the same rules as for the existing transactions in the market.

b. Via un intermédiaire (à préciser).

As is the case for all energy transactions, the DSR transaction should be handled centrally by BELPEX.

32) La présente question se réfère au cas où le BRP concerné n'est pas le fournisseur d'énergie du consommateur final qui vend sa flexibilité.

a. Ce cas pose-t-il un problème spécifique pour la compensation financière ? Pourquoi ?

No. This is the standard case and actually when FSP and BRP are the same company or group then the transfer of energy becomes an internal issue.

The proposed solution above aims at neutralizing the effect of DSR activation for the concerned BRP. With the above solution in place there is no difference for the BRP with or without a DSR event in his portfolio.

b. Dans l'affirmative, la solution à ce problème doit-elle être régulée ? Si oui, en suivant

quels principes ?

As mentioned above, what is required is that the FSP gets level access to the market and this requires the FSP to have the right to acquire (or sell) the activated energy to/from the impacted BRP.

Without this right, the FSP does not have access to the market and is at the mercy of the BRPs who effectively control the access of flexibility to the market

Information des acteurs

33) De quelles informations spécifiques le consommateur final devrait-il disposer ?

The consumer must be able to verify the settlement of his flexibility. He needs to be able to re-construct the baseline and know the activation periods so that he can check the actually delivered flexible energy.

34) De quelles informations spécifiques le FSP devrait-il disposer ?

The FSP must have access to the metering information (either head or sub-meter) that will be used for settlement. This access should be local and central (validated or corrected data)

35) De quelles informations spécifiques le fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ?

In his traditional role (no balance responsibility) as retailer there is no need for extra data. Billing is unchanged and based on actual metered demand and the existing retail contract remains valid without the need for any changes.

36) De quelles informations spécifiques le BRP du fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ?

The BRP must receive aggregated data on the volume of activated energy in his portfolio per settlement period. This data is needed to correct the actual meter readings for forecasting purpose and to avoid any counter actions that would counteract the DSR event. The timing of this information must be at the same time then the metering data he receives regarding the consumers in his portfolio.

37) De quelles informations spécifiques le GRT devrait-il disposer ?

For DSR events related to the balancing market, i.e. where the TSO is the buyer of the flexibility, he needs to receive or collect all the necessary data to verify the actual delivery of the contracted flexibility.

For DSR events related to the energy market, the TSO must have a view on the transactions (as is the case for all energy transaction!) so he can accurately determine the imbalance of all market actors.

38) De quelles informations spécifiques le GRD au réseau duquel est connecté le consommateur final vendant sa flexibilité devrait-il disposer ?

For an operational point of view, variable demand or variable generation, from DSR or not, is already part of the uncertainty that is managed by DGOs. To this aim, a DGO must be able to forecast demand (and local production) on his network and identify the risk of congestion

so as to manage his grid. To this aim, it might by useful for DGOs to identify which consumers have agreements in place to offer their flexibility (one way or another) to the market.

We strongly oppose that having this information gives the right to the DGO to alter consumers connection and/or access contract without financial compensation such that a level playing field is ensured between consumers.

39) Quelles sont les informations qui devraient rester confidentielles ? Pour chaque information visée, il est demandé de spécifier :
a. pourquoi elle doit rester confidentielle,

Under the current circumstances the FSP asks that the access points that are part of their portolio's remain confidential. The reason is that providing this information to a potential competitor gives that competitor an unfair advantage compared to the other parties of the market. Further, practice has shown that although the existing retail contracts are fully respected, some retailers, when they know, try to modify their running contract terms to the detriment of the consumer to deter him from (further) participation in the DSR market. Confidentiality is the best defence against these abusive practices.

b. vis-à-vis de quels acteurs du marché elle doit rester confidentielle et quels acteurs peuvent y avoir accès.

Confidentiality is essential towards the BRPs that are potential competitors of the FSP. Assuming their guaranteed neutrality and the clarification that DGOs and TGOs cannot act as FSPs, they should have access to all the data they need to optimally plan & operate their networks

40) L'information publique en termes de prix et de volume de la flexibilité de la demande (activation et, le cas échéant, réservation) est-elle suffisante ? Quelles sont vos suggestions en la matière ?

??

41) Parmi les informations citées, lesquelles seraient susceptibles d'enfreindre les règles en matière confidentialité (y compris les aspects de protection de la vie privée) ?

??

42) Quelles sont vos suggestions pour éviter la double vente de flexibilité de la demande ?

Double sales of flexibility only occur when activated energy is counted and paid twice. As long as a consumer honours all his running contracts (f.ex. R1 and R3DP), even when they happen simultaneously, there is no double sales and this situation is perfectly acceptable.

We see no fundamental incompatibility between dynamic price contracts and offering flexibility via a contracted volume in the balancing or energy market. The baseline methodology will capture the actual behaviour of the consumer independently of the reasons that lead to a particular behaviour (indeed there is no rule to the particular impact of dynamic prices on the demand behaviour and each case is potentially different) and extend this behaviour across the activation period as described above. The contracted flexibility must be delivered on top of the change of behaviour potentially triggered by price.

The consumer that is willing to take the price risk will have the choice between freely choosing his demand profile and valorising his flexibility via an FSP contract giving away

some of that freedom of choice against additional remuneration. This is not double payment and should allow consumers with variable prices to further reduce the activation prices they quote in their DSR offers.

Consumers that contractually take over their own balancing risk but do not become their own BRP, as some very limited number do today, are a special case. For the products at the very end of the merit order and therefore with very limited activated energy volumes such as R3DP where the portfolio of the BRP is not adapted there is no issue. Actually the BRP is paid imbalance tariff for the activated energy and transfers this payment in line with all other imbalance charges & revenues to the consumer. For future products where the solution as described in question 30 above is applied, there is an issue.

Mesures et comptages

43) Estimez-vous l'utilisation de compteurs secondaires (*metering behind the head meter*, *submetering*) utile ou nécessaire ? Pourquoi ?

Submetering allows to significantly improve the settlement for cases where the head-meter includes the measurement of non-controllable demand. It is a necessity to exploit the full potential of DSR as otherwise access points in the case above cannot participate due to the uncertainty of the settlement itself as the non-controllable demand cannot be excluded from the settlement

44) Estimez-vous que le recours au *submetering* devrait faire l'objet d'un traitement spécifique par rapport aux mesures et comptages basés sur les compteurs de tête ? Dans l'affirmative :
a. Sur quels éléments particuliers les différences devraient-elles porter ?

In principle there is no difference between normal metering and sub-metering except that in the case of sub-metering it needs to be verified that no gaming is taking place by transferring loads from one circuit to another so as to generate false flexibility.

b. Le recours au *submetering* requiert-il des adaptations au traitement du transfert d'énergie ?

No. The total activated energy is transferred between the BRP and the FSP irrespective of how it is measured. What is different is how the actual delivery is checked by the party that buys the flexibility (the TSO for balancing market, the buyer via audit right for energy market transactions). See 29c

45) Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de mesure/comptage dans le *submetering* ?
a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

There is neither need nor added value in giving this task to a regulated party as a monopoly. What needs to be achieved is that the buyers of the DSR service (TSO, market ...) are satisfied with the proposed metering and establish the objective criteria they require to satisfy their specific needs.

46) Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de gestion des données de mesure/comptage dans le *submetering* ?
a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

We believe this needs to be a free market activity not a regulated monopoly for the reasons described in q 45.

Rebound effect

47) L'effet rebond (« *rebound effect* ») devrait-il être intégré dans le modèle de marché de la flexibilité sur la demande ?

No. Rebound is what the consumer does once his contractual obligations towards the buyer of DSR are over. As long as he respects his retail and connection contracts there is no need for any special treatment.

In practice we have never seen a measurable rebound effect that could be distinguished from the normal behaviour of consumers. Actually there is no fundamental difference between the impact of a DSR event and many other external reasons why demand varies over time, such as for example several tons of goods moving in a cold store (goods at 0.5 degree higher than the temperature of the cold store - which happens all the time - have the same impact as a 1 hour of demand reduction for DSR). There are many other similar examples, while to this date no single real-life example of a rebound with measurable impact has been publically discussed.

48) Dans l'affirmative, quels aspects de l'effet rebond devraient-ils être pris en compte, et comment ?

None. See 47

Autres suggestions

49) Quelles autres solutions proposez-vous pour lever les obstacles identifiés ci-dessus (sur tous les plans : légal, régulatoire, contractuel, opérationnel) ?

The current solution of no correction to the BRP perimeter as applied to f. ex. R3DP is a simple and elegant solution for the DSR products at the end of the merit order. As long as the energy volume is small compared to the capacity being contracted, this simple solution has proven its merit in unlocking the DSR market.

50) Avez-vous d'autres idées ou suggestions ?

We look forward to actively contribute in all forms of brainstorming and market discussions on this topic with the aim to achieve the best possible solutions for consumers regarding the introduction of independent FSPs in the balancing and energy markets.

Synergrid

Federatie van de elektriciteits- en gasnetbeheerders in België
Fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique

Réponse de Synergrid à la consultation publique de la CREG sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande (demand side flexibility) en Belgique

Commission	BC8F
Date	30.09.2015

Préambule

Etant donné que les besoins et les points d'attention en matière de gestion de la demande sont assez différents (sans être contradictoires) entre les gestionnaires de réseau de distribution d'une part, et le gestionnaire du réseau de transport (local) d'autre part, nous avons convenu qu'Elia et les GRD répondraient séparément à cette consultation. Synergrid participe donc uniquement au nom des GRD.

Cette réponse peut être publiée.

Les GRD font remarquer que plusieurs questions posées par la CREG portent sur des aspects liés à la distribution qui relèvent de la compétence régionale. Dans un esprit de transparence, les GRD ont néanmoins décidé de répondre de manière complète et détaillée à ce questionnaire, sans se préoccuper de cette question.

1. Quelques éléments de contexte

Pour appréhender correctement le point de vue des GRD en matière de 'Demand Side Flexibility', il importe de bien comprendre certains éléments contextuels, résumés ci-après.

Ces éléments de contexte, font partie intégrante de la réponse des GRD au questionnaire de la CREG, ainsi que le courrier de Synergrid du 15 janvier 2015 aux quatre ministres belges de l'énergie, dont la CREG a reçu copie. D'une manière générale, les GRD insistent sur le fait que le développement de la gestion de la demande – que les GRD saluent et encouragent – touche au cœur de leurs missions principales :

- Développer et exploiter le réseau de manière sûre et fiable, et donner accès à celui-ci à des conditions raisonnables et non discriminatoires
- Faciliter le marché de l'énergie, via des processus standardisés transparents qui assurent un 'Level Playing Field' entre tous les acteurs du marché.

1.1. Neutralité des GRD – recherche de l'optimum global

Les GRD rappellent qu'ils sont totalement indépendants des acteurs commerciaux et qu'ils exercent leurs activités dans un cadre strictement régulé. Dès lors, les GRD n'ont pas d'intérêt commercial propre à défendre. Même dans le cas où le GRD serait amené à contracter, pour ses

propres besoins, des services de flexibilité, sa neutralité ne pourrait être mise en question, dès lors que cela résulterait d'un calcul d'optimisation globale en alternative de ses moyens techniques propres.

Cette neutralité conduit les GRD, aux côtés des régulateurs régionaux, à rechercher, à proposer et à défendre les solutions optimales pour la société dans son ensemble : à cet égard, il est essentiel de veiller à ce que le modèle de marché garantisse et favorise la concurrence entre les acteurs de marché, et n'entraine pas des coûts inutiles voire déraisonnables, lesquels seront toujours supportés, in fine, par le client final. C'est pourquoi les GRD plaident pour concevoir le marché de la flexibilité à l'image de ce qui fonctionne, avec succès (même si des améliorations importantes sont encore envisagées avec le MIG 6, notamment dans le settlement de l'équilibre), dans le marché de l'énergie. C'est la recherche de l'optimum global, et non individuel, qui doit guider les choix des autorités en la matière.

1.2. Synchronisme des profils de charge – évolution vers le smart grid

Vu depuis les réseaux de distribution d'électricité, le comportement moyen des URD évolue sensiblement : leurs diagrammes de charge individuels présentent des profils de plus en plus synchrones et parfois imprévisibles, sous l'effet de plusieurs tendances qui devraient encore se renforcer à l'avenir :

- La croissance de la production décentralisée intermittente, aux diagrammes fortement corrélés (soleil, vent) – les objectifs européens en matière d'énergie renouvelable accentueront cette croissance, tant en basse tension (BT) qu'en moyenne tension (MT) ;
- Le développement de la gestion de la demande, c'est-à-dire le pilotage simultané, par des acteurs commerciaux, d'un nombre croissant de charges (consommations et productions) situées chez des URD différents (notamment via les produits R3DP et SDR d'Elia mais pas uniquement) ; ce développement est encore actuellement limité aux clients industriels raccordés en MT ;
- L'émergence de nouvelles applications (pompes à chaleur, véhicules électriques, stockage individuel,...), qui se raccorderont massivement en BT et qui présentent une forte probabilité de fonctionnement synchrone ;
- La possibilité pour certains URD de conclure des contrats de fourniture liés à un signal prix (énergie ou déséquilibre).

Or, historiquement, les principes de dimensionnement du réseau de distribution ont été fixés selon des règles empiriques communément admises par le secteur de l'énergie européen (en particulier le taux de foisonnement, qui reflète le caractère partiellement aléatoire et décorrélé/asynchrone du profil de consommation des clients individuels), visant à atteindre l'optimum technico-économique pour la collectivité : assurer une alimentation électrique de qualité à chaque client, tout en limitant les investissements dans le réseau (et donc les tarifs à charge des clients). Les évolutions structurelles rappelées ci-avant remettent fondamentalement en question ces hypothèses de dimensionnement du réseau.

Pour faire face à cette situation nouvelle, tout en maintenant leurs coûts et donc leurs tarifs à un niveau raisonnable, et tout en continuant à offrir un service de qualité aux utilisateurs du réseau,

les GRD vont devoir réinventer leur métier premier : progressivement, les GRD devront évoluer de 'gestionnaires d'assets' (approche fit & forget) à 'gestionnaires d'assets et de flux' (approche smart grid), laquelle requiert un ensemble d'outils (techniques et juridiques) et d'informations (p.ex. monitoring détaillé des flux, registre des clients flexibles et des activations, ...) dont ils ne disposent pas actuellement, ou seulement de manière partielle.

La solution alternative, qui consisterait à renforcer localement le réseau pour permettre à tous les clients (producteurs ou consommateurs) concernés d'utiliser simultanément la totalité de leur puissance de raccordement (c.à.d. suppression totale ou partielle des taux de foisonnement dans le cadre du dimensionnement réseau) n'est envisageable que dans la mesure où les coûts seraient jugés raisonnables.

1.3. Liens entre marché de la flexibilité sur celui de l'énergie – importance d'un cadre global, clair et cohérent

A première vue, il pourrait apparaitre que le développement du marché de la flexibilité n'a qu'un impact limité sur le fonctionnement du marché de l'énergie. Ce qui conduit certains acteurs à plaider pour une liberté maximale, et donc une régulation minimale du marché de la flexibilité.

Pourtant, ces deux marchés sont intrinsèquement liés :

- Le marché de la flexibilité repose sur une adaptation volontaire de la courbe de charge (prélèvement ou injection) utilisée dans le marché de l'énergie.
- Cela entraine des questions quant au transfert d'énergie et à l'impact de la flexibilité sur le périmètre des responsables d'équilibre.
- L'utilisation de sous-compteurs dans le contexte du marché de la flexibilité, promue par certains acteurs, soulève des questions quant au rôle des parties en matière de sous-comptage et de hiérarchie des données de mesure, entre le sous-compteur et le compteur de tête.
- Le 'level playing field' mis en œuvre avec succès dans le marché de l'énergie (et qui se traduit par une vraie concurrence entre acteurs du marché) pourrait souffrir d'éventuels dysfonctionnements du marché de la flexibilité : en effet, si le design du marché de la flexibilité renforce la position des FSP les plus importants, cela pourrait avoir un impact négatif sur le fonctionnement du marché de l'énergie, étant donné les liens étroits entre certains FSP et certains fournisseurs/BRP. Certes ce risque est limité pour les clients industriels d'une certaine taille, qui ont un pouvoir de négociation élevé, mais il grandira en importance au fur et à mesure que la taille des clients démarchés par les FSP diminuera et en particulier lorsque le potentiel de la flexibilité des URD résidentiels commencera à intéresser les FSP.
- Face à la complexité d'un marché de l'énergie libéralisé, le choix d'instaurer le GRD comme acteur « neutre » facilitateur de marché et garant de la qualité et de la protection des données était notamment justifié par la nécessité de protéger le consommateur et de renforcer sa confiance dans le bon fonctionnement du marché de l'énergie. Cet argument est ici d'autant plus valable que le marché de la flexibilité, principalement au niveau des données, est plus complexe encore que celui de l'énergie. En effet, ce qui est valorisé dans ce marché est un changement de comportement (par exemple un volume d'énergie non consommée) induit par un signal extérieur. Un tel changement ne peut être calculé

de manière traditionnelle mais doit faire l'objet d'hypothèses et de calculs qui, pour le bon fonctionnement du marché, se doivent d'être réalisés de manière transparente et indépendante.

Seul un cadre clair, régulé et cohérent avec le fonctionnement du marché de l'énergie permettra le développement d'un marché de la flexibilité sain et concurrentiel. De nouvelles responsabilités apparaissent dans ce marché, similaires à celles que les GRD assument déjà en tant que facilitateurs du marché de l'énergie (voir aussi question 13 ci-après) : gestion des registres d'accès et d'activation de flexibilité, mesure et validation des profils de charge, calcul des volumes flexibles, transmission des informations pertinentes aux parties concernées, dans le respect des règles de confidentialité. En toute logique, ne fut-ce que pour une question d'efficience et de coût, ce rôle de facilitateur du marché de la flexibilité, neutre et indépendant des parties commerciales, devrait être confié aux GRD.

De tels principes ont été mis en place en Synergrid, sous forme de convention entre Elia et les GRD dans le cadre des produits d'Elia faisant appel à la flexibilité des URD. Cette solution contractuelle n'est pas satisfaisante à terme parce qu'elle ne couvre qu'une partie du marché de la flexibilité (la gestion de la demande entre acteurs commerciaux échappe à cet accord). Or ce marché est bien plus large que les produits d'Elia.

1.4. Viser la consistance entre le modèle belge et le cadre européen

La nécessité d'assurer un 'Level Playing Field', comme rappelé ci-dessus, est également reconnue au niveau européen, via le cadre réglementaire en cours d'élaboration. Ainsi, le projet de code de réseau 'Electricity Balancing', tel que rédigé par ENTSO-e puis amendé par ACER, prévoit :

- la création d'un rôle de marché séparé pour un type spécifique de FSP : le BSP, à savoir celui qui utilise la flexibilité pour offrir des services de balancing au GRT ;
- l'atténuation des barrières à l'entrée au marché pour les BSP, en recommandant que le BSP soit indépendant du fournisseur/BRP ;
- la désignation du GRD comme partie responsable de fournir les données nécessaires au GRT.

Par analogie et par extension, le cadre réglementaire belge (au niveau fédéral et régional) devrait veiller à appliquer les mêmes principes que ce code de réseau (dont le scope est limité au balancing) à tous les services similaires de flexibilité proposés par les FSP aux BRP ou à tout autre acteur de marché, ainsi qu'aux autres services systèmes contractés par les gestionnaires de réseau.

2. Réponse aux questions posées par la CREG

Les GRD ne répondent qu'aux questions qui les concernent directement.

2.1. Dans le cadre de vos activités (tant MT que BT), quels obstacles identifiez-vous au développement de la gestion de la demande ? (question 12)

- Le principal obstacle au développement du marché de la flexibilité est l'absence d'un cadre législatif clair, cohérent avec le fonctionnement du marché de l'énergie, qui précise les rôles et responsabilités des parties. Ce cadre législatif devrait créer les conditions favorables au développement d'un marché de flexibilité durable et réellement concurrentiel et équitable pour toutes les parties (level playing field). Cela rassurerait à la fois les nouveaux entrants potentiels et les clients finals désireux d'offrir de la flexibilité. En particulier, le rôle du GRD dans la flexibilité requiert également une législation adéquate, permettant à ce dernier d'acquérir toute l'information utile sur la flexibilité présente et les charges critiques raccordées à son réseau, de fixer des contraintes lorsque cela s'avère nécessaire pour la sécurité du réseau et d'assumer ses missions (de gestionnaire de réseau et de facilitateur de marché) non seulement dans le cadre de la flexibilité demandée par ELIA (ce qui est déjà le cas grâce à une collaboration étroite et constructive entre gestionnaires de réseaux) mais également dans le cadre de la flexibilité demandée par des acteurs commerciaux.
- L'absence d'un cadre législatif adéquat mènera tôt ou tard à des situations qui pourraient porter un coup d'arrêt important au développement de la gestion de la demande : congestions intempestives du réseau, litige entre un client et un FSP ne pouvant pas être résolu, etc. Il faut garder à l'esprit que la gestion de la demande est dans la grande majorité des cas une activité annexe d'un utilisateur de réseau et que celle-ci doit donc lui apparaître comme étant une activité sans risque (technique, contractuel, régulatoire, etc.) pour qu'il fasse le pas de proposer sa flexibilité sur le marché.
- Il nous semble sain d'établir un parallélisme étroit entre les règles établies dans le cadre de la libéralisation du marché de l'énergie et celles à établir pour la flexibilité, afin de garantir la cohérence et la pérennité de l'ensemble. La flexibilité étant une nouvelle façon de valoriser les profils de charge des consommateurs, des règles similaires doivent donc prévaloir, de manière à pouvoir réussir l'intégration entre les marchés de ces deux marchés.
- Les règles de marché de la flexibilité devraient de préférence être identiques en M.T. et en B.T. Toutefois, des caractéristiques du réseau B.T sont susceptibles de constituer un frein au développement de la flexibilité sur ces réseaux. Ces caractéristiques sont liées à la technique (p.ex. taux de foisonnement, mode de protection), au marché (p.ex. principes d'allocation, non incitation à limiter la pointe), au nombre de clients et à la quantité d'énergie disponible : ceci est expliqué plus en détails à l'annexe 1.
- Etant donné que les compteurs BT ne permettent pas d'identifier le profil quart horaire comme c'est le cas en MT, l'extension du marché de la flexibilité en BT nécessitera en principe le déploiement de compteurs intelligents avec mesure quart-horaire du profil de consommation flexible ou, à défaut, une évolution du modèle de marché lié à la flexibilité.
- Concernant la NFS (Network Flex Study), les GRD sont convaincus que le processus mis en place dans le cadre des produits R3DP et SDR d'Elia, régulièrement critiqué par certains acteurs, ne constitue nullement un frein : en effet, le volume de flexibilité qualifié par les GRD à la demande des FSP sont en croissance continue depuis 2013 et ce processus a pu s'intégrer dans le planning des produits Elia. Néanmoins, les GRD admettent que ce processus devra encore évoluer au gré de l'expansion de l'offre de flexibilité, notamment lorsqu'il s'agira de mesurer l'impact des charges flexibles B.T. En toute hypothèse, ces processus devront à terme être organisés de façon plus dynamique et continue.

2.2. Estimez-vous que la réglementation (loi électricité ; règlement technique ; ...) – notamment la réglementation fédérale – devrait être modifiée afin d'encourager la gestion de la demande ? Sur quels points essentiels les modifications devraient-elles porter ? (question 13)

- Les grands principes de la flexibilité, en particulier les rôles et responsabilités de chaque partie, doivent être clairement fixés dans la législation et, pour ce qui concerne la réglementation régionale, être autant que possible identiques dans toute la Belgique. En ce qui concerne la mise en application par le GRD et les règles à respecter par les acteurs de marché et les utilisateurs de réseau au niveau régional, celles-ci devraient être décrites dans les différentes législations régionales et règlements techniques régionaux. Une répartition similaire existe déjà aujourd'hui pour le marché de l'énergie.
- En ce qui concerne les GRD, les modifications concernent principalement deux aspects majeurs de leur métier :

1. Evolution vers un rôle de Gestionnaire de Système de Distribution (DSO)

En effet, le GRD devra, de plus en plus, procéder à l'analyse des flux d'énergie sur son réseau et intégrer à l'avenir de nouvelles notions telles que la notion d'accès conditionnel au réseau. Il est fondamental de disposer des moyens légaux pour garantir que la flexibilité de marché, en ce compris celle contractée par ELIA, ne compromette pas la sécurité du réseau :

- Dans le cadre des produits ELIA, seuls produits de flexibilité actuellement connus du GRD, une étude de réseau, appelée Network Flex Study ou NFS, permet au GRD de vérifier le risque de congestion réseau en cas d'activations synchrones. Ce risque n'est évidemment pas limité uniquement à la flexibilité demandée par ELIA, mais est lié à la flexibilité dans son ensemble (y compris le stockage). Le GRD doit pouvoir disposer de l'ensemble des données nécessaires à cette vérification, pour tout processus de marché relatif à la flexibilité et pas seulement dans le cadre des produits Elia.

- Le cadre réglementaire doit préciser les droits et obligations du GRD à limiter voire interdire l'activation de la flexibilité à certains endroits et/ou à certains moments, mais doit aussi continuer à inciter le GRD à investir dans de la capacité réseau supplémentaire, lorsque cet investissement constitue l'optimum économique global. Le cas échéant, la capacité disponible sur le réseau doit être attribuée de manière équitable et selon des critères transparents entre les FSP concernés. De manière complémentaire, le GRD devrait pouvoir contracter localement de la flexibilité pour ses besoins propres de gestion du système (sous la forme de services systèmes), si ce moyen s'avère efficace et économiquement optimal.

- L'étude de réseau est actuellement réalisée à l'avance et de manière statique. Là où des risques sont identifiés par la NFS et afin de limiter ceux-ci, la NFS devra devenir plus dynamique : les GRD auront alors localement besoin des prévisions de flexibilité ou encore de prévisions de production renouvelables. Des investissements de type smart grid seront nécessaires s'ils sont justifiés eu égard aux avantages obtenus.

- En cas de risque persistant, il faudra décider de la nécessité ou non d'investir dans le renforcement du réseau : ici également, il faudra établir des critères pour juger du

caractère raisonnable ou non des investissements face aux gains escomptés grâce à la flexibilité dégagée, investissements qui devront être approuvés par les régulateurs régionaux concernés.

2. Evolution du rôle de facilitateur neutre du marché de la flexibilité en distribution

- Dans le marché de l'énergie actuel, le GRD assume une grande responsabilité en tant que facilitateur de marché, principalement vis-à-vis des fournisseurs d'énergie, mais également vis-à-vis d'ELIA. Responsable du registre d'accès, il permet à chaque URD de changer librement de fournisseur. A ce sujet, il est important de savoir que l'automatisation des processus de marché autorisée par ces registres d'accès ainsi que par les messages électroniques standardisés décrits dans les MIG constitue un facteur promouvant la concurrence : le taux de supplier switch, notamment, est un des plus élevé en Europe.

- Responsable des données de comptage, il permet au fournisseur d'énergie de facturer les volumes corrects. La combinaison de ces deux responsabilités lui permet de calculer les résultats agrégés qui sont notamment nécessaires à ELIA pour le calcul du déséquilibre des BRP (processus d'allocation). De manière synthétique, le GRD calcule les kWh, le marché calcule les €. Enfin, l'établissement des factures de grid fee des GRD est également basé sur ces différentes données.

- Comme le propose la Commission européenne dans sa consultation publique récente sur le 'New Energy Market Design', les GRD devraient se voir attribuer explicitement le rôle de facilitateur neutre du marché, en ce compris le marché de la flexibilité. Cela est en ligne avec la vision des GRD belges, qui estiment que le marché de la flexibilité doit être vu comme un complément au marché de l'énergie. Pour un fonctionnement optimal, les deux marchés devraient être basés sur un même socle et les rôles similaires attribués au GRD, sous peine de complexifier fortement les choses et de générer de l'incertitude :

    a. Il faudra, à l'instar du marché de l'énergie avec le rôle de « supplier » qui conclut un contrat avec l'URD, formaliser les relations contractuelles FSP-URD et garantir le changement aisé de FSP et la confidentialité des données. C'est l'objet du registre d'accès de la flexibilité qui doit être géré par le GRD.

    b. Une même charge flexible pouvant être utile à plusieurs besoins de flexibilité, bien entendu à des moments différents, il faudra garantir l'attribution correcte des activations, avec la nécessaire confidentialité. De plus, le GRD doit pouvoir être informé de toute activation de flexibilité. C'est l'objet du registre d'activation de la flexibilité qui doit être géré par le GRD.

    c. La flexibilité a ceci de particulier que le volume de flexibilité n'est pas mesuré mais calculé sur base de mesures et d'une courbe de référence. Il en va de même par exemple pour les données permettant de contrôler la disponibilité de la flexibilité. Pour permettre aux différentes parties de disposer des volumes de manière neutre et indépendante, un rôle central

de gestionnaire des données de la flexibilité est fondamental. Ce rôle doit être confié au GRD.

d. Enfin, la synthèse des volumes de flexibilité permettra aux différentes parties de disposer des volumes agrégés.

e. Sans préjudice de la NFS (cf. point 1 ci-dessus), dans le cas où l'activation de la flexibilité est réalisée à la demande d'un BRP, au sein de son propre portefeuille de clients, les activités décrites dans les deux points c. et d. ci-dessus ne devraient pas obligatoirement être confiées au GRD. Celui-ci pourrait néanmoins s'en charger si l'une des parties concernées le souhaite (URD, FSP, BRP).

- Les processus d'échanges d'informations nécessaires au settlement de la flexibilité devront être transparents, standardisés et documentés dans le cadre d'un MIG spécifique. De plus, de nombreuses initiatives sont prises pour permettre aux acteurs concernés, en particulier les BRP, de faire une bonne approximation des volumes au sein de leur portefeuille, sans devoir disposer des données d'allocation validées. (voir également question 36).

2.3. Etes-vous favorable à l'élaboration d'une législation / réglementation encadrant de manière précise la gestion de la demande et la manière de valoriser la flexibilité sur les prélèvements, à l'image de ce qui existe dans d'autres pays ? (question 14)

- Comme exprimé plus haut, nous considérons qu'une législation claire encadrant les rôles et responsabilités des différentes parties, s'inspirant largement du modèle actuel du marché de l'énergie et complétant celui-ci, est absolument et rapidement nécessaire.

2.4. Dans quelles circonstances faudrait-il distinguer le prélèvement brut (exclusivement de la consommation) du prélèvement net (synthèse d'injections et de consommations sur un même site) ? (question 15)

- Pour éviter toute confusion, il paraît nécessaire de clarifier la terminologie ; en effet, les termes 'prélèvement brut' et 'prélèvement net' n'existent pas dans le marché:
  - Les notions de 'prélèvement' et d''injection' concernent les flux d'énergie au niveau du point d'accès de l'URD au réseau du GRD. Ces flux sont mesurés par le compteur de tête du GRD. Seules ces notions sont utilisées dans le marché de l'énergie, y compris au niveau du balancing.

  - Les notions de 'consommation' et de 'production' se rapportent aux flux d'énergie au niveau de chaque charge électrique chez l'URD. Ces notions ne sont pas utilisées actuellement dans le marché de l'énergie. Dans le but de rendre (informatiquement parlant) possible la notion de point d'accès au niveau de certaines consommations et productions, les GRD ont créé la notion de SDP qui sera implémentée dans le MIG6 qui entrera en vigueur au 1er janvier 2018. Cette notion pourrait alors être utilisée dans le marché de l'énergie, moyennant les adaptations législatives requises. Il sera alors possible de travailler à la fois au niveau du prélèvement / injection et au niveau consommation / production, pour autant que les compteurs associés soient gérés par le GRD.

- Dans le marché de la flexibilité commerciale, les GRD constatent qu'il existe une demande des acteurs commerciaux pour valoriser, dans certains cas, la flexibilité mesurée au niveau des charges flexibles elles-mêmes, et pas au niveau du compteur de tête. Cela nécessite d'effectuer le comptage des flux sur le circuit auquel est raccordée la production/consommation flexible, aussi appelé sous-comptage. A ce propos, les GRD renvoient le lecteur à la question 43 spécifiquement consacrée au sous-comptage.
- Pour ce qui concerne la flexibilité technique, la mesure de la production sera nécessaire si une compensation financière est due.

2.5. En matière de flexibilité de la demande, quels sont les nouveaux rôles qui devraient être définis dans le modèle de marché (BSP, agrégateur, FSP, autre...) ? (question 16)

- Un parallélisme avec le marché de l'énergie nous semble judicieux. Le marché de la fourniture d'énergie en distribution fonctionne principalement avec 3 rôles : GRD, fournisseur d'énergie et URD. Il est lié au marché de gros de l'énergie par le lien entre fournisseur d'énergie et responsable d'équilibre. De même, le marché de flexibilité en distribution devrait également être organisé autour de 3 rôles : GRD, FSP et URD.
- Ci-avant, nous avons abordé le contenu du rôle qui devrait être attribué au GRD.
- Concernant le nouveau rôle, celui de FSP, ainsi que les relations contractuelles de celui-ci avec les autres rôles : le FSP contracte de la flexibilité auprès d'URD, agrège éventuellement celle-ci pour répondre à des besoins globaux de flexibilité et ensuite la revendre à d'autres acteurs de marché ou l'utiliser pour ses besoins propres. Par ailleurs, le FSP doit également conclure un contrat avec le GRD (à l'instar du contrat d'accès entre le fournisseur d'énergie et le GRD), qui précise les droits et obligations des deux parties, notamment sur les sujets suivants : échange d'informations sur le portefeuille de clients flexibles du FSP (via le registre d'accès à la flexibilité), échange d'informations sur les activations de la flexibilité (via le registre d'activations), responsabilités en matière de calcul des volumes flexibles, responsabilités en matière de respect des éventuelles contraintes issues de la NFS, confidentialité,... En d'autres termes, ce contrat devrait entre autres officialiser les règles liées au respect de la sécurité opérationnelle du réseau et celle liées au bon fonctionnement du marché de la flexibilité. Dans le cadre des produits d'Elia, un tel contrat a déjà été élaboré et amélioré au fur et à mesures de ses versions successives : ce contrat est une bonne base mais devra être étendu à toutes les formes de flexibilité (pas seulement dans le cadre des produits d'Elia).
- La différentiation entre rôle et acteurs (pouvant assumer un ou plusieurs rôles) nous semble ici fondamentale. L'établissement d'une définition n'interdit nullement à des acteurs de marché existants (un supplier notamment) d'assumer les responsabilités du FSP. En toute hypothèse, il reste nécessaire que l'acteur commercial qui contracte de la flexibilité auprès d'un URD – même si cet acteur commercial est intégré « supplier –BRP » et même si n'agit qu'au sein de son portefeuille – soit tenu de se signaler en tant que FSP auprès du GRD.
- Au niveau supérieur (zone de réglage belge), il pourra faire sens de définir le rôle de BSP (à l'instar du rôle de BRP dans le marché de l'énergie). Les GRD ne se prononcent toutefois pas spécifiquement sur cette question.

2.6. Est-il utile ou nécessaire de définir un rôle spécifique d'agrégateur si le rôle de FSP est défini ? Dans l'affirmative, quelle serait sa valeur ajoutée ? (question 17)

- Le FSP est un rôle dans le marché de la flexibilité. qui peut être assumé en agrégeant la flexibilité de plusieurs URD. Il n'est donc pas nécessaire de créer un rôle d'agrégateur.

2.7. Quelles conditions spécifiques devrait remplir un FSP pour pouvoir faire des offres de participation de la demande ? Selon le type d'usage, quelles responsabilités devrait-il endosser ? (question 18)

- On peut faire un parallélisme entre le fournisseur d'énergie et le FSP. En ce qui concerne le GRD, il nous semble indispensable de créer un contrat générique d'accès à la flexibilité par le FSP chez les URD d'un GRD. Voir question précédente.
- Le FSP doit pouvoir être indépendant du fournisseur et du BRP liés à un point d'accès au réseau, en tout cas en moyenne tension. C'est aussi ce que recommande le projet de code de réseau Electricity Balancing. Etendre cette faculté aux utilisateurs du réseau B.T. nécessite une étude d'opportunité, y compris le déploiement éventuel de compteurs intelligents.
- En fonction de ce qui sera éventuellement mis en place en matière de transfert d'énergie / correction du périmètre (voir questions 23 et suivantes ci-après), il se pourrait que d'autres relations doivent être formalisées entre le FSP et d'autres parties.
- L'URD devrait également endosser une certaine responsabilité d'information envers le GRD. C'est actuellement le cas au travers du contrat de raccordement pour les clients MT et au travers du règlement de raccordement de manière plus générique pour les clients BT.

2.8. Estimez-vous que la flexibilité de la demande doit être traitée différemment de la flexibilité des unités de production (doit faire l'objet de produits spécifiques) ? (question 22)

- Remarque : cette question porte sur des 'produits' de flexibilité. On comprend donc que la CREG vise ici (comme dans le reste de ce questionnaire) uniquement la flexibilité commerciale. Les GRD rappellent qu'il existe également, depuis peu, une autre forme de flexibilité au niveau des grandes unités de production raccordées en distribution : il s'agit d'une flexibilité dite 'technique' avec ou sans compensation financière définie par la législation régionale. Cette flexibilité, prévue par plusieurs législations régionales, vise à maximaliser l'accueil de la grande production décentralisée tout en maitrisant les renforcements réseaux. Ce concept de flexibilité technique pourrait également être étendu à d'autres applications/niveaux de tension. Il convient d'avoir une réflexion sur les formes de flexibilité qui peuvent/doivent être activées par le marché et celles qui peuvent/doivent être activées par des acteurs régulés.
- De manière générale, il est indispensable de donner les moyens légaux au GRD pour garantir la sécurité opérationnelle du réseau. Le réseau de distribution n'est pas dimensionné pour permettre à tous les URD d'utiliser de manière synchrone 100% de leur capacité de raccordement. Pour les productions décentralisées, c'est le droit de limiter ou augmenter l'injection à certains moments (à des conditions bien définies). Pour les consommations, un moyen similaire devra être décrit.
- Au niveau de la flexibilité 'marché' visée ici, l'important pour le GRD sera de connaître l'existence de cette flexibilité et de ses caractéristiques par produit (telles que le moyen technique utilisé par l'URD pour fournir cette flexibilité : production ou consommation, avec ou sans effet rebond). Ces informations sont nécessaires pour que le GRD puisse calculer l'impact de cette flexibilité sur son réseau (étude NFS – voir question 13 ci-avant)

et, si nécessaire, fixer des contraintes quant à l'utilisation de cette flexibilité, indépendamment du moyen technique utilisé (production ou consommation). Le GRD vérifiera également, en premier lieu, que ses prescriptions de raccordement ont bien été respectées ; les groupes de secours constituent, à cet égard, un point d'attention particulier. L'ensemble de ces mesures vise à garantir la sécurité opérationnelle du réseau.

- Pour le reste, les GRD ne voient pas de raison de différencier les produits de flexibilité en fonction du moyen technique utilisé. La manière (technique et processus de marché) d'intervenir pour sauvegarder le réseau pourrait être différente dans le cas d'une production ou d'une consommation.
- Remarque : Vu du BRP, il peut y avoir une différence : c'est le cas lorsque, sur un même site, le contrat de prélèvement est alloué à un autre BRP que le contrat d'injection. Une activation de capacité aura dès lors un impact variable sur les BRP. Par exemple si le FSP active 1 MW au moment où le prélèvement actif net est de 1,5MW, seul le BRP de prélèvement est impacté. Par contre si cette activation intervient au moment où le prélèvement actif net est de 0,5MW, les deux BRP seront impactés

2.9. Quel devrait être le statut de l'énergie activée dans le cadre de la flexibilité ? Qui en est propriétaire et à quel moment ? (question 23)

- Cette question ne concerne pas directement les GRD. Ceux-ci précisent néanmoins que, en tant qu'acteurs neutres facilitateurs de marché, ils devraient se voir confier la mission de calculer les volumes activés et de transmettre ceux-ci, de manière agrégée, aux différents acteurs de marché concernés pour permettre le Settlement de la flexibilité. Typiquement aussi à ELIA, en complément de l'allocation actuelle, dans les cas où une compensation du périmètre des BRP serait décidée.

2.10. Le déséquilibre du BRP doit-il être corrigé ? (question 24)

- Pour permettre au BRP d'assumer l'entièreté de ses responsabilités et au marché de l'énergie de fonctionner sans perturbation dans un contexte de développement de la flexibilité, l'information relative à l'impact d'une activation de flexibilité sur le périmètre d'un BRP parait indispensable à terme.
- Une fois cette information disponible, elle peut être utilisée :
  - Dans un processus régulé de correction de périmètre ex-post (optionnellement via un autre BRP, lié au BSP, ce qui peut être nécessaire pour assurer l'indépendance entre le FSP et BRP du fournisseur, comme recommandé dans le network code balancing) ;
  - Et / ou directement par les acteurs de marché pour leurs transactions commerciales FSP/URD, FSP/BRP, etc.
- De manière générique, pour la flexibilité commerciale, le GRD calculerait des kWh, jamais des €. Il transmettrait le résultat agrégé à l'ensemble des parties concernées (comme aujourd'hui le résultat d'allocation, et dans le même délai), typiquement au FSP, BRP et fournisseur d'énergie (voire le BSP si celui-ci est défini).
- Dans le cas :
  - Des réserves d'ELIA, la correction des périmètres permettrait au FSP d'être rémunéré non plus uniquement via le tarif de réservation, donc via les tarifs de transport et donc la collectivité, mais au travers des tarifs de déséquilibre, donc via le BRP à la source du déséquilibre.

- Où le FSP agit au nom du BRP, uniquement dans le portefeuille de ce dernier, la correction du périmètre nous semble inutile, même si le calcul des volumes concernés peut aider au Settlement bilatéral qui s'en suivrait.

2.11. La réponse à la question précédente dépend-elle du plan de tension auquel est connecté le consommateur final dont la flexibilité est activée ? Les cas envisagés sont une connexion au réseau d'Elia, au réseau MT d'un GRD (à partir de 1 KV) et au réseau BT d'un GRD (en dessous de 1 KV). Pourriez-vous justifier votre réponse ? (question 25)

- Les principes abordés à la question 24 sont indépendants du plan de tension. Une différenciation des méthodes est sans doute nécessaire selon les volumes considérés et donc, d'une certaine manière, le plan de tension :
  - Correction de la facture de fourniture de l'URD ou pas : l'URD vend-t-il de l'énergie « négative » à son FSP ou vend-il un service de flexibilité ?
  - Estimation des volumes URD par URD ou de manière agrégée
  - Décision quant à la possibilité d'attribuer les rôles de fournisseur d'énergie et de FSP à des parties différentes ou pas
- La multiplicité des options et les coûts d'implémentation liés démontrent la complexité du dossier et la nécessaire maturité à développer avant toute décision de principe. Une distinction MT-BT n'est donc pas à exclure par principe. Nous renvoyons également à la question 18 (2ème bullet).

2.12. La réponse à la question précédente dépend-elle du type de mesure (AMR ou assimilé, comptage annuel) de l'énergie du consommateur final dont la flexibilité est activée ? Pourriez-vous justifier votre réponse ? (question 26)

- La connaissance des volumes ¼ horaires au niveau du comptage de tête, c'est-à-dire celui qui traduit le plus fidèlement la réalité des flux à équilibrer (voir aussi notre réponse à la question 15), nous semble être un prérequis à toute correction du périmètre. De même que l'utilisation de méthodes de calculs des profils de référence (baseline) transparentes et soutenues par le marché.

2.13. Supposons qu'un FSP active de la flexibilité issue d'un point d'injection faisant partie du portefeuille d'un BRP tiers. Cette activation doit-elle donner lieu à compensation financière entre le FSP et le BRP ? (question 28)

- Les GRD ne se prononcent pas sur cette question. Mais dans l'hypothèse où une compensation devait avoir lieu, les données correspondantes devront être fournies par le GRD.

2.14. Supposons que cela donne lieu à compensation financière. En partant du principe que le volume de la participation quart horaire de la demande lors d'une activation par un FSP est évalué comme la différence entre la consommation réelle et une consommation de référence (« baseline ») (question 29):

a. Comment évaluer cette baseline ? Pourriez-vous décrire les méthodes proposées ?

b. La méthode d'évaluation appliquée devrait-elle être :

Unique et imposée pour tous les produits de participation de la demande ?

- La méthode devrait au moins être soutenue par le marché et être connue avant toute activation. Elle devrait être suffisamment automatisable pour ne pas conduire à trop de complexité. Le choix parmi une liste de méthodes est une piste.
- La méthode pourrait différer selon le produit de flexibilité, le type de charges flexibles ou encore les volumes concernés.
- Il est important de garder à l'esprit que la baseline n'est utile ici que pour transférer de l'énergie d'une partie vers une autre. L'énergie totale d'un URD mesurée par le compteur de tête restant inchangée.

c. Qui doit être responsable des mesures/comptages utilisés pour l'évaluation ?

- voir point d ci-dessous

d. Qui doit être responsable de la gestion des données utilisés pour l'évaluation ?

- Afin de conserver un parallèle avec le marché de l'énergie et de la cohérence par exemple en cas de compensation des périmètres la responsabilité de gestionnaire des données relatives à la flexibilité (notamment le calcul du volume de flexibilité) devrait incomber au GRD, tout comme cette responsabilité lui incombe dans le marché de l'énergie. Il faudrait dès lors à tout le moins définir les règles de validation et de rapatriement des données et, plus en aval chez l'URD, c'est-à-dire en cas de sous-comptage, les règles de propriété du compteur et celles liées au type de compteur. En ce qui concerne le produit R3DP2016 et en réponse à des propositions des régulateurs régionaux, des pistes d'évolution ont été présentées par les GRD et intégrées dans le document C8-02 publié sur www.synergrid.be. Celles-ci peuvent servir de base à des évolutions ultérieures et à une généralisation des principes de base.
- Il nous semble important de bien distinguer les équipements de
  - Comptage : permettent le calcul des volumes de flexibilité. Inclut les transformateurs de courant et de tension nécessaires
  - Mesure : permettent de connaître par exemple la charge en temps réel et, en combinaison avec d'autres éléments, la disponibilité en temps réel. La sortie d'impulsion des compteurs est un outil de mesure
  - Pilotage : permet au FSP de transmettre des ordres d'activation vers l'URD ou vers ses charges flexibles

Seuls les équipements de comptage font l'objet de la présente réponse.

2.15. Pour ce qui concerne la détermination du prix unitaire (EUR/MWh) de la compensation financière (question 30) :

a. Selon quelle(s) méthode(s) déterminer ce prix unitaire ?

b. Qui devrait être responsable de cette détermination ?

- De manière générale, le métier de facilitateur de marché se limite au calcul de kWh, pas à celui d'€.

2.16. La présente question se réfère au cas où le BRP concerné n'est pas le fournisseur d'énergie du consommateur final qui vend sa flexibilité. (question 32)

a. Ce cas pose-t-il un problème spécifique pour la compensation financière ? Pourquoi ?

b. Dans l'affirmative, la solution à ce problème doit-elle être régulée ? Si oui, en suivant quels principes ?

- Dans la mesure où, sur les réseaux de distribution, c'est le fournisseur d'énergie qui choisit son ou ses BRP et communique au GRD concerné, par URD, le BRP effectivement responsable d'équilibre, un règlement bilatéral des conditions de compensation peut être envisagé. Ces conditions auraient toutefois avantage à être régulées à partir du moment où le rapport de force commercial entre fournisseurs d'énergie (classiquement des nouveaux entrants de petite taille) et les BRP (classiquement bien établis et plus limités en nombre) devait être jugé défavorable. Mais ce n'est pas aux GRD à se prononcer sur cette question.
- Ceci étant – et sur base des mêmes principes que ceux d'application actuellement dans le marché de l'énergie – le GRD peut transmettre le résultat agrégé de la flexibilité par combinaison BRP-fournisseur-FSP aux parties concernées.
- Un autre scénario a déjà été évoqué par les FSP : celui où le FSP agirait pour le compte d'un BRP en activant des charges flexibles inclues dans le portefeuille d'un autre BRP, Ici aussi, une certaine forme d'arbitrage sur la base de principes standards apparaît indispensable.
  - La prise en compte de ces scénarios n'est pas prévue dans le MIG 6 et n'est donc pas automatisable à l'horizon 2018.
  - Rien n'exclut toutefois de le prévoir dans un MIG ultérieur si l'étude d'opportunité devait démontrer une valeur ajoutée.
  - Concrètement, il faudrait :
    - ✓ Prévoir la possibilité, pour un FSP, d'agir pour le compte de plusieurs BRP différents ;
    - ✓ Que le FSP indique, dans son message d'activation, le BRP bénéficiaire ;
    - ✓ Que le GRD agrège, par couple « BRP source – BRP bénéficiaire », les volumes devant faire l'objet d'une forme de compensation ;
    - ✓ Que les modalités de compensation soient univoques et règlementées.

2.17. De quelles informations spécifiques le consommateur final devrait-il disposer ? (question 33)

- Il nous semble indispensable que le consommateur connaisse ses droits et obligations et soit informé correctement des possibilités de flexibilité. En ce qui concerne le GRD, le consommateur devrait par exemple connaître les conséquences d'un effet rebond sur le gridfee facturé. La flexibilité est un marché potentiellement complexe, plus encore que le marché traditionnel de l'énergie. Dès lors, une information correcte de l'URD par un acteur neutre est une nécessité.

- Lorsqu'il a l'intention de valoriser sa flexibilité et d'investir pour ce faire, c'est-à-dire bien avant l'activation, le consommateur final devrait au moins recevoir du GRD les éléments de son contrat de raccordement qui pourraient intéresser le FSP par la suite. C'est le Customer Contract Check. Le consommateur final devrait également recevoir ultérieurement les informations du GRD indiquant la présence (ou non) d'un risque de congestion.
- L'URD doit bien entendu pouvoir disposer des informations le concernant, contenues dans les registres d'accès à la flexibilité et d'activation de la flexibilité.

2.18. De quelles informations spécifiques le FSP devrait-il disposer ? (question 34)

- L'URD dispose du CCC pour informer le FSP des moyens techniques de flexibilité à sa disposition.
- Le FSP devrait recevoir le feu vert du GRD en termes de sécurité opérationnelle du réseau, ainsi que les contraintes éventuelles. C'est le processus d'étude d'impact de la flexibilité sur les réseaux dénommé NFS, processus qui, comme explicité plus haut, devra encore être amené à évoluer au gré de l'expansion de l'offre de flexibilité sur les réseaux de distribution.
- Le FSP devrait également recevoir du GRD les données de comptage requises et le résultat du calcul de la flexibilité activée.

2.19. De quelles informations spécifiques le fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ? (question 35)

- En cas de compensation en nature conséquente à une intervention du GRD en cas de congestion (flexibilité technique), le fournisseur d'énergie devrait recevoir les volumes de flexibilité concernés.
- La nécessité d'autres informations dépend principalement du degré de confidentialité qui sera requis entre le FSP et le fournisseur d'énergie : par exemple, le fournisseur peut-il savoir qu'un de ses consommateurs est piloté par un FSP tiers ?
- Le fournisseur d'énergie pourrait recevoir des volumes agrégés de la part du GRD, ce qui permet au fournisseur de recevoir les informations nécessaires tout en préservant la confidentialité des liens URD – FSP.

2.20. De quelles informations spécifiques le BRP du fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ? (question 36)

- Le BRP pourrait recevoir des informations agrégées par fournisseur d'énergie et par FSP de la part du GRD :
  - Aujourd'hui, dans le cadre des produits d'Elia, les BRP reçoivent déjà, en quasi temps réel, une information agrégée sur les ordres d'activation de flexibilité envoyés par Elia, qui touchent leur portefeuille. Lorsque le cadre régulé du marché de la flexibilité sera en place, cette information pourrait leur être également transmise lors des activations des autres produits de flexibilité (commerciale et technique) ;
  - A l'avenir, les BRP pourraient être informés ex-post des volumes qui ont été réellement activés dans leur portefeuille, une fois que le GRD aura procédé au calcul de ces volumes.
- D'une manière générale, les GRD sont conscients que le travail des BRP (forecasting et balancing) s'est complexifié ces dernières années suite à l'essor de l'énergie renouvelable,

et que le développement rapide de la flexibilité accentuera encore les incertitudes sur les flux qui impactent leur portefeuille. C'est pourquoi, dans ce contexte, et via plusieurs initiatives récentes ou en cours de développement, les gestionnaires de réseaux travaillent ensemble à limiter ces incertitudes :

- La mise en place du MIG 6 permettra tout d'abord de résoudre les problèmes de résidus élevés liés aux cas particuliers des petits prosumers en BT (< 10 KVA) équipés de panneaux photovoltaïques, puisque leur production brute sera dorénavant estimée et intégrée dans les calculs d'infeed, d'allocation et de réconciliation. De plus, le MIG 6 prévoit un processus d'allocation prévisionnelle en J+1, au lieu d'un simple envoi de données agrégées ;
- Elia publie depuis plusieurs années un forecast de la production renouvelable, par filière de production (PV et éolien), ainsi qu'une estimation ex-post (endéans le quart d'heure environ) de la production réelle. Ces données sont fournies à plusieurs niveaux de granularité spatiale : pour le PV, ces informations sont disponibles au niveau national, régional et provincial. Depuis peu, suite à une collaboration entre Elia et les GRD, ces informations sont également disponibles par GRD ;
- Par ailleurs, Elia publie – en quasi temps réel – l'infeed par sous-station alimentant les réseaux de distribution.

Ces initiatives viennent en complément des autres outils déjà disponibles de longue date dans le cadre de MIG 4 (p.ex. snapshot mensuel du portefeuille du BRP, données 1/4h agrégées des clients AMR,...)

- Les GRD sont disposés à envisager encore d'autres améliorations de ces processus d'échanges d'informations, pour autant que les coûts associés restent raisonnables : par exemple en fournissant aux BRP des informations leur permettant d'effectuer le forecasting de la production des prosumers de leur portefeuille, ou le forecasting de leur quote-part dans l'infeed à l'échelle de la zone de réglage.
- Par contre, mettre en place une infrastructure permettant de fournir en quasi temps réel aux acteurs de marché des données de comptage agrégées, entrainerait des coûts extrêmement élevés (à charge des clients finals) au regard des bénéfices attendus, même si l'on se limitait aux seuls clients flexibles et aux producteurs. Les GRD prônent donc la recherche de solutions alternatives dans une logique d'optimum global.
- Le choix des solutions à mettre en œuvre devra se faire en étroite concertation avec les régulateurs régionaux, car la prise en compte des coûts correspondants dans les tarifs des GRD relève de leur compétence.

2.21. De quelles informations spécifiques le GRD au réseau duquel est connecté le consommateur final vendant sa flexibilité devrait-il disposer ? (question 38)

- De manière générale et en tant que gestionnaire de réseau, le GRD devrait avoir connaissance de l'ensemble des éléments pouvant engendrer des risques sur la sécurité opérationnelle du réseau (p.ex. synchronicité locale des charges). A ce jour, l'information reçue par les GRD est très partielle puisqu'elle se limite aux demandes de NFS dans le

cadre des produits Elia. Cette information doit être complète (volumes de flexibilité offerts, moyen technique utilisé) et étendue à toutes les utilisations de la flexibilité.

- Nous attirons l'attention sur le fait que, indépendamment d'une utilisation de ces charges dans des produits de flexibilité utiles au marché, il est indispensable que les GRD puissent, de préférence par le biais d'une règlementation, être habilités à prendre connaissance du placement, passé et en cours, de toute charge électrique critique pour son réseau, telles que des bornes de recharge semi-rapides (> 10kVA) ou des batteries de stockage B.T.
- De manière générale et en tant que facilitateur de marché, le GRD devrait recevoir les informations nécessaires pour gérer le registre d'accès de la flexibilité, le registre d'activation de la flexibilité et le calcul des volumes de flexibilité, par points d'accès à la flexibilité et de manière agrégée.

2.22. Quelles sont les informations qui devraient rester confidentielles ? Pour chaque information visée, il est demandé de spécifier (question 39) :

a. Pourquoi elle doit rester confidentielle ?

b. Vis-à-vis de quels acteurs du marché elle doit rester confidentielle et quels acteurs peuvent y avoir accès ?

- De manière générale, les informations gérées par le GRD dans son registre d'accès et les données de comptage appartiennent au consommateur final. Elles sont donc confidentielles. Dans le cadre du marché de l'énergie, ces informations sont règlementairement accessibles au fournisseur d'énergie désigné par le consommateur final en question.
- Ce principe peut parfaitement être étendu au marché de la flexibilité avec, cette fois, le FSP désigné par le consommateur final comme partie pouvant accéder à l'information utile.
- Des discussions ont eu lieu quant à savoir si la présence d'un FSP devait être connue du fournisseur d'énergie ou pas / de son BRP ou pas. Cette question sera résolue via la fourniture d'informations agrégées par rôle de marché (FSP-supplier-BRP).

2.23. Quelles sont vos suggestions pour éviter la double vente de flexibilité de la demande ? (question 42)

- La présence d'un registre d'accès et d'un registre d'activation devrait permettre d'éviter la double vente.

2.24. Estimez-vous l'utilisation de compteurs secondaires (metering behind the head meter, submetering) utile ou nécessaire ? Pourquoi ? (question 43)

- Remarque : nous supposons que cette question porte sur l'utilité de sous-compteurs dans le cadre du marché de la flexibilité, et non à d'autres fins (meilleure connaissance du profil de charge de sous-circuits de l'installation, octroi de certificats verts,...)
- La réponse à cette question nous semble devoir être très nuancée :
  - D'une manière générale, la flexibilité sert à modifier les profils de charge (injection ou prélèvement) vus par le réseau, que ce soit à des fins de balancing (commercial

ou résiduel), de sécurité d'approvisionnement (produit SDR) ou même de congestion locale. En effet, pour la partie qui achète le service de flexibilité (BRP, Elia,...), si l'effet d'une activation de flexibilité n'est pas 'ressenti' par le réseau, c'est comme si le service n'avait pas été rendu. Or, le compteur de tête étant justement placé à l'interface entre le réseau et l'installation du client, il constitue la meilleure référence possible pour mesurer le service effectivement rendu.

- Le raisonnement ci-dessus est indiscutable si l'on se place au niveau de l'acteur qui achète le service de flexibilité.
- Par contre, pour un URD particulier qui propose sa flexibilité au marché, mesurer le volume de flexibilité correspondant à une activation particulière, uniquement sur base du compteur de tête, pourrait, dans certains cas, être perçu comme un facteur d'incertitude. C'est particulièrement le cas lorsque (i) la charge flexible de l'URD est proportionnellement assez faible par rapport à sa charge totale, et/ou (ii) lorsque le profil de charge totale de l'URD comprend une forte composante aléatoire. Dans ce cas, l'URD pourrait hésiter à proposer sa flexibilité au marché, si le modèle de rémunération de sa flexibilité (qu'il peut librement négocier avec le FSP) ne prend pas en compte cet aspect. De ce point de vue le sous-comptage peut être vu comme un élément qui favorise le développement du marché de la flexibilité.
- Néanmoins, d'un point de vue statistique, il est raisonnable de penser que, sur un grand nombre d'activations chez un URD particulier, ou sur un grand nombre d'URD lors d'une activation particulière, les facteurs d'incertitude cités ci-avant s'atténuent largement et que, par conséquent, les volumes de flexibilité mesurés via le compteur de tête ou via le sous-compteur doivent être pratiquement identiques.
- La seconde raison qui pourrait, dans des cas très particuliers, justifier l'utilisation de sous-compteurs, est la suivante : l'URD qui dispose de plusieurs charges flexibles présentant des caractéristiques techniques assez différentes pourrait avoir avantage à proposer ses services de flexibilité dans le cadre de produits distincts, afin de tirer au mieux profit des caractéristiques particulières de ses charges flexibles. Dans un cas pareil (sans doute peu répandu), les sous-compteurs permettront de dissocier les volumes flexibles pour chacun des produits, en particulier lorsque ceux-ci sont activés en même temps.
- En résumé, il n'y a à notre sens aucune raison de généraliser l'usage de sous-compteurs dans le marché de la flexibilité : ceux-ci doivent être réservés à des situations particulières, où cela se justifie vraiment.

- En tout état de cause, l'utilisation éventuelle de sous-compteurs doit être accompagnée de contrôles supplémentaires, notamment pour s'assurer que l'activation de la charge flexible mesurée par le sous-compteur n'est pas contre-carrée par une opération inverse : ce contrôle doit se faire ex-ante (circuit unifilaire) mais également ex-post en croisant (au moins de manière sporadique) les données mesurées respectivement par le sous-compteur et par le compteur de tête. Ces contrôles devront être réalisés par le GRD et décrits dans le cadre des processus de marché à mettre en place pour le marché de la flexibilité. En cas de doute ou d'incohérence, ce sont les données du compteur de tête qui devront faire foi pour tous les processus de settlement de cette flexibilité.

2.25. Estimez-vous que le recours au submetering devrait faire l'objet d'un traitement spécifique par rapport aux mesures et comptages basés sur les compteurs de tête ? (question 44)

- Nous ne voyons aucune bonne raison d'appliquer des règles techniques différentes aux sous-compteurs et aux compteurs de tête.

2.26. Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de mesure/comptage dans le submetering ? (question 45)

a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

- Vu son rôle de gestionnaire des données de comptage (rôle qui lui est dévolu à titre exclusif dans le cadre du marché de l'énergie), le GRD doit également exercer ce rôle pour les sous-compteurs utilisés dans le marché de la flexibilité.
- Les alternatives proposées de confier tout ou partie des responsabilités à un acteur économiquement impacté par les résultats du comptage plutôt qu'à un acteur neutre ne nous apparaissent pas efficaces. En outre, ces alternatives induisent aussi :
  - Des risques de dysfonctionnement de ce marché découlant d'un manque d'interopérabilité, qui pourraient favoriser les acteurs dominants ;
  - Des risques de « gaming » si le comptage de la flexibilité est confié à des parties commerciales ou à des utilisateurs du réseau économiquement impactés par les mesures qui en découlent ;
  - Une complexification inutile si les nécessaires réconciliations des résultats d'activation de flexibilité obtenus par le sous-compteur et le compteur de tête doivent faire intervenir des opérateurs de données de comptage distincts.

2.27. Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de gestion des données de mesure / comptage dans le submetering ? (question 46)

a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

- Notre réponse est identique à celle à la question 45.
- Pour ce qui concerne les données de mesure, les GRD rappellent qu'ils peuvent toujours mettre les impulsions du compteur (ou du sous-compteur) à disposition de l'URD ou de toute autre partie qu'il mandate. L'URD est libre ensuite d'utiliser ces données de mesure comme il l'entend, par exemple pour monitorer en temps réel la consommation des charges concernées, voire même pour l'aider à piloter celles-ci.

2.28. L'effet rebond (« rebound effect ») devrait-il être intégré dans le modèle de marché de la flexibilité sur la demande ? (question 47)

- Oui, dans le cadre des calculs réalisés par le GRD pour évaluer l'impact de la flexibilité sur son réseau. Les conséquences potentielles d'un effet rebond en termes de congestion du réseau de distribution doivent en effet être prises en compte.

- Les GRD ne se prononcent pas quant à l'éventuelle prise en compte de cet effet dans le cadre du settlement de la flexibilité. Si cela devait être le cas, il reviendrait au GRD de calculer les volumes correspondants, sur base de règles à déterminer. .

2.29. Dans l'affirmative, quels aspects de l'effet rebond devraient-ils être pris en compte, et comment ? (question 48)

- Voir question 47

Annexe 1 : quelques aspects propres à la basse tension, à prendre en compte en cas de déploiement de la flexibilité sur ces réseaux

- La tarification B.T. actuelle ne comprend pas de composante kW, ce qui n'incite pas les utilisateurs à rechercher un lissage minimal de leur consommation ; à titre d'exemple, une recharge de véhicule électrique de 24kW en 1h ne coûte pas plus cher à l'utilisateur du réseau qu'une recharge de 3kW en 8h. Cette situation doit être corrigée pour permettre au GRD de fournir les bons incitants et faciliter l'intégration de charges de ce type, au potentiel de flexibilité certain.
- Le foisonnement actuel des profils de consommation sur la B.T. est beaucoup plus important que sur la M.T. avec pour conséquence qu'un pilotage plus ou moins synchrone des charges flexibles aura beaucoup plus rapidement un impact sur la congestion des réseaux (tant sur la B.T. que sur la M.T. en amont). Ce constat renforce la criticité du constat précédent.
- Les réseaux B.T. ne sont pas toujours protégés contre les surcharges, seulement contre les court-circuites (utilisation de fusibles ; des disjoncteurs seraient beaucoup trop coûteux), ce qui pose un sérieux problème dans le cas de réseaux courts (réseaux pour lesquels les congestions surviennent d'abord du fait de surintensités sur les câbles, pas des écarts de tension trop importants en bout de réseau), caractéristiques des zones urbaines : un synchronisme accru des profils de consommation qui ne serait pas encadré par des fonctionnalités de surveillance du réseau et surtout par le droit du GRD à intervenir au niveau des utilisateurs (par exemple via des limitations temporaires de capacité) pourrait avoir de lourdes conséquences au point de vue des coûts d'investissements (au mieux anticipation exagérée des renforcements du réseaux, au pire multiplication des renouvellements en urgence si les surcharges n'ont pu être détectées à temps)