

Le 28 septembre 2018

**RÉACTION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION À LA  
CONSULTATION PUBLIQUE D'ELIA SUR LE DESIGN DU PRODUIT AFRR**

Bruxelles, le 28 septembre 2018

Madame, Monsieur,

Vous trouverez ci-dessous la réponse des GRD Arewal, Fluvius, Ores, Resa et Sibelga à la consultation formelle d'Elia relative au design du produit aFRR.

Les GRD accueillent favorablement le développement d'une offre de service du marché à l'équilibre du système électrique à partir de clients raccordés sur le réseau de distribution. Cette approche permettra aux clients de la distribution répondant aux conditions de participer à l'équilibre du système. Elle a également comme objectif de diversifier les sources pour ce service dans l'espoir d'en réduire le coût global pour la collectivité.

En matière de concertation, l'article 12quinquies, §1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité stipule « *Pour l'élaboration des procédures relatives aux services auxiliaires fournis par les utilisateurs du réseau de distribution, le gestionnaire de réseau met tout en œuvre pour collaborer avec les gestionnaires de réseau de distribution* ». L'article 19ter, § 2 de la même loi prévoit en outre « *Pour ce qui concerne le traitement des données de flexibilité relatives aux clients finals raccordés aux réseaux de distribution, le gestionnaire du réseau, s'accorde, avec les personnes qui sont chargées par les autorités régionales compétentes de la gestion des données de flexibilité et des données de comptage et de sous-comptage de ces clients finals.* ». Elia et les GRD ont eu l'occasion d'échanger sur les grands principes décrits dans la design note. La note elle-même n'ayant pas été concertée au préalable avec les GRD<sup>1</sup>, ceux-ci sont amenés à formuler les avis et remarques suivantes.

Les GRD souhaitent profiter de l'occasion pour rappeler que le développement des produits Elia créent chez eux une charge de travail grandissante. Si Elia bénéficie d'incitants tarifaires pour ce faire, ce n'est absolument pas le cas pour les GRD, dont certains n'ont même pas la garantie que ces coûts seront couverts par leurs tarifs. Ceci ne remet aucunement en cause la volonté des GRD de faciliter le développement de la flexibilité, mais vise bien à souligner qu'un cadre tarifaire ad hoc constitue un des moyens nécessaires pour garantir que les GRD pourront mobiliser de manière structurelle les moyens indispensables pour soutenir le développement de ces produits.

---

<sup>1</sup> l'opportunité d'une telle concertation préalable des GRD devrait certainement être examinée par souci d'efficacité

Le 28 septembre 2018

Dans un souci de permettre un fonctionnement optimal de ce service, les GRD souhaitent émettre des commentaires regroupés en 4 thématiques :

1. Cadre légal et rôle des GRD en tant que Flexibility Data Manager (FDM)
2. Processus de qualification
3. Evolution de la technologie et options ouvertes
4. Transfert d'énergie

## 1. Cadre légal et rôle FDM des GRD

Le décret wallon relatif à l'organisation du marché de l'électricité prévoit dans son article 35sexies §1<sup>er</sup> « *Dans le respect de la protection de la vie privée, les gestionnaires de réseaux sont chargés, pour ce qui concerne la valorisation de la flexibilité entraînant un transfert d'énergie ou dans le cadre d'un produit régulé d'un gestionnaire de réseau ou du gestionnaire du réseau de transport le nécessitant de collecter, vérifier, traiter et transmettre les informations nécessaires au calcul du volume de flexibilité en s'accordant avec le gestionnaire du réseau de transport.* ». En application de ce décret, les GRD Wallons en déduisent que **les GRD Wallons ont un rôle à jouer dans la mise en œuvre de aFRR.**

L'ordonnance bruxelloise publiée au Moniteur le 20 septembre 2018 précise, en son article 26bis : « La flexibilité utilisée dans les marchés organisés respecte les principes suivants : (...) 3° le gestionnaire du réseau de distribution gère les données de comptage pour la valorisation de la flexibilité de la demande du client final ». **Sibelga a donc, en vertu de cette ordonnance, également un rôle à jouer dans la mise en œuvre de aFRR.**

Ongeacht het ontbreken van een regelgevend kader in Vlaanderen waar de rol van flexibilitieit-data-manager specifiek wordt toegewezen aan de distributienetbeheerders nemen deze laatste deze rol al volwaardig op. Immers hebben de DNB's op vandaag al de rol van metering in het kader van toewijzing van energiepakketten aan marktpartijen. In het kader van hun decretale rol als distributienetbeheerder en in uitvoering van de federale regelgeving daartoe hebben de DNB's, gelet op het feit dat dit een product betreft met ToE, een belangrijke rol te spelen in het faciliteren van de marktwerking voor netgebruikers marktpartijen die deelnemen aan het product aFRR, dit zowel op het vlak van metering (ook op achterliggende punten, i.e. submetering), data acquisitie en settlement.

De manière générale, il serait plus clair de séparer les rôles de FDM, responsable du déséquilibre et FRP étant donné que le GRD est également FDM et pourrait également être FRP.

## 2. Processus de qualification

Les GRD constatent que le processus de qualification repris dans la note d'ELIA à son chapitre 5 introduit une confusion entre « préqualification » et « qualification » et ne parle que des articles 158 et 159 du System Operation Guideline (en omettant les articles 182 du même règlement et ceux du Demand Connection Code (DCC)). Or ces articles sont indispensables

Le 28 septembre 2018

pour bien comprendre l'ensemble des implications de l'ouverture de ce marché à des points raccordés au réseau de distribution.

En substance, l'article 182 prévoit à son paragraphe 1 la coopération obligatoire avec les GRD, tandis que le paragraphe 3 stipule que l'établissement des informations à échanger entre les unités ou groupe fournissant le service doit être repris dans un accord avec le GRD. La mise en œuvre de ces dispositions devra faire l'objet de discussions avec ELIA. Il est également à noter que le System Operation Guideline prévoit toujours à l'article 182 (§4) que le GRD a le droit de fixer des limites (temporaires ou non) applicables à la livraison des réserves de puissance active situées dans son réseau de distribution, ou d'exclure cette livraison (sur base d'un processus de préqualification). Ce même article prévoit que le processus de préqualification peut durer maximum trois mois.

Il nous semble donc important de préciser que, étant donné que l'énergie activée pour ce service peut s'entendre sur plusieurs 1/4h, **les GRD estiment qu'une étude réseau (NFS) est indispensable**. Nous notons par ailleurs que cette notion de NFS est bien reprise dans les définitions mais pas dans le processus (point 5.3 de la note de Design). Dans ce cadre, il est souhaitable, pour la distribution, de limiter l'accès au marché aFRR aux clients équipés d'un compteur 15' et raccordés en moyenne tension.

Un cadre général concernant le processus de préqualification est donc nécessaire. A ce stade, aucune position n'existe pour des situations exceptionnelles pour lesquelles le GRD aurait besoin d'interdire ou limiter une activation sur base d'informations disponible proche du temps réel. Ces situations exceptionnelles, dans le cadre de la sécurité opérationnelle, le maintien de la qualité et la fiabilité du réseau de distribution ne devraient par ailleurs jamais conduire au droit à une compensation pour le client final, le FRP, le FSP ou toute personne intermédiaire.

En ce qui concerne le Demand Connection Code, nous comprenons que les installations participant à aFRR rentrent dans la catégorie de service contrôlable à distance: « i) réglage de la puissance active par la participation active de la demande ». Dès lors, la procédure proposée par ELIA devra contenir des modalités relatives à l'établissement du DRUD (dossier technique pour unité avec participation active de la demande) et au responsable de sa vérification (voir article 33 du DCC). Il est dès lors souhaitable que le GRD puisse imposer des prescriptions aux équipements de réglage et à leur utilisation.

### 3. Technologie

Lors des échanges préparatoires avec Elia, une seconde option a été proposée. De type « décentralisée », elle permet de rapatrier, en J+1, les données individuelles directement vers une plateforme GR centrale. L'objectif principal, par rapport à une solution de type client-BSP-plateforme GR, est de sécuriser le rapatriement des données et d'ainsi réduire les coûts liés à la validation des données 4". Cette solution permet également au BSP de proposer des valeurs de remplacement le cas échéant. Dans une optique de simplification et de réduction des

Le 28 septembre 2018

coûts, **les GRD plaident pour une approche unique sur toute la chaîne de données**. Les éléments ci-dessus permettent de préciser la phrase suivante de la design note Elia : *"Installation of a data logger at the level of the delivery point: the mandatory installation of a DSO-owned data-logger for DSO delivery points at the level of the delivery point. This centralized architecture provides ex-post (or possibly close to real-time) all 4 second data directly from the delivery point. This is realized by having a data logger that captures and logs all relevant parameters, which then can be directly consulted by the system operator."*

Lors des récentes rencontres ELIA-GRD au sein de Synergrid, il est apparu que l'utilisation de nouvelles technologies, plus spécifiquement celle de l'Internet de l'Energie (encore en phase de tests) pourrait être particulièrement intéressante dans le cadre du développement de ce service. Pour les questions de timing déjà évoqués en introduction, cette piste n'a pas pu être reprise dans le note de design. Ces réflexions doivent se poursuivre afin de vérifier si cette technologie peut offrir une solution efficace au niveau technico-économique, qui respecte les attentes du marché et les cadres légaux et réglementaires auxquels sont soumis les différents gestionnaires de réseau.

Le choix de la solution et donc du design du service est un élément clé. D'une part pour s'assurer qu'aucun coût de maintenance ou opérationnel majeur ne soit sous-évalué. D'autre part, parce que, une fois un choix posé (technologie standard ou nouvelle), il sera difficile de faire marche arrière.

Les GRD indiquent que le système global devra être développé de manière à le rendre compatible avec d'autres fonctionnalités liées aux activations de flexibilité pour des besoins futurs en distribution. Il devra ainsi être possible d'activer (ou interdire) de la flexibilité afin de garantir la qualité, la fiabilité, la disponibilité et la sécurité opérationnelle des réseaux de distribution à tout moment. Il importe dès lors de développer les processus et les flux d'information compatibles avec par exemple un système dynamique de trafic lights.

Si les GRD et ELIA ont démontré avec le DataHub qu'il était possible de développer rapidement une nouvelle plateforme efficace, les enjeux pour aFRR (qui est le service de balancing le plus utilisé et à la plus forte valeur) ne sont clairement pas du même ordre. Dès lors, et tout en rappelant la volonté des GRD de contribuer activement à son développement en étant à l'écoute des attentes du marché, il nous semble que la planning d'une mise en activité au 1ier janvier 2020 comme annoncé au chapitre 6.3 de la design note est très optimiste. Les GRD plaident dès lors pour une approche commune pour ce projet dans laquelle le planning et l'implémentation sont mis au point avec tous les acteurs.

## 4. Transfert d'énergie

En TF Balancing, Elia a expliqué le besoin de données 4'' pour calculer les volumes aFRR livrés (Edel). Selon Elia, ces mêmes volumes servent d'une part à vérifier le respect des conditions d'activation et d'autre part à corriger le périmètre du BRP et permettre le transfert d'énergie. Les GRD sont d'avis qu'il y a lieu de distinguer les volumes selon leur utilisation.

Le 28 septembre 2018

Dans le cadre de l'implémentation du datahub, une difficulté complémentaire est apparue pour des clients avec compteur de tête double sens : comment répartir le volume délivré entre le BRP source / fournisseur responsable du prélèvement et le BRP source / fournisseur responsable de l'injection. Cette difficulté a démontré le besoin d'établir des règles conventionnelles *ad hoc* pour le ToE.

Dans le cadre de aFRR, ces difficultés sont plus significatives étant donné que la source de données est une source 4'' et qu'elle ne proviendra pas forcément d'un compteur de tête « classique ».

**Les GRD considèrent que le ToE est nécessaire dès lors que l'effet de l'activation est visible au niveau du compteur de tête**, c'est-à-dire quand le ou les BRP source(s) sont effectivement perturbé(s). Or ceci n'est pas toujours le cas. Citons par exemple :

- L'activation pendant 7'' suivie d'un effet rebond dans le même quart d'heure n'impacte pas le BRP source. Faut-il dès lors un ToE ?
- L'activation à la hausse pendant 7'' suivie d'une activation à la baisse dans le même quart d'heure n'impacte pas le BRP source. Faut-il dès lors un ToE, qui plus est un ToE à la hausse et un ToE à la baisse vu la possibilité d'avoir un prix de ToE par direction ?

Par ailleurs, les GRD constatent également que

- La limitation du volume individuel activé au volume pré-qualifié (risque de congestion) devrait se faire au niveau du quart d'heure, pas par 4''.
- Elia propose de calculer le volume d'overdelivery au niveau des résultats agrégés 15', ce qui ne nous semble pas cohérent avec l'approche 4'' décrite.

Enfin, calculer les volumes de transfert d'énergie sur base du profil du compteur de tête permet de scinder clairement les prescriptions techniques nécessaires pour permettre au FRP Elia de définir son produit des prescriptions nécessaires au FDM GRD/T pour le transfert d'énergie.

**Les GRD se demandent dès lors si le calcul des volumes ToE pour aFRR ne devrait pas suivre des règles très similaires à celles définies pour mFRR.** Les GRD regrettent que les POC aFRR Elia en 2017 n'aient pas permis de clarifier ce point.

Les GRD rappellent enfin que des photos de puissance toutes les 4'' ne peuvent pas à proprement parler conduire au calcul d'une énergie 15'. En effet, entre deux photos, le profil du client final peut varier énormément. Ne faudrait-il pas alors parler d'énergie / 4'' plutôt que de photo 4'' ? (voir illustration en annexe).

## 5. Autres

La prescription suivante ne nous semble pas réaliste pour les URD : « *The measurement equipment needs to have a precision of 1% or better for the whole measurement chain (current*

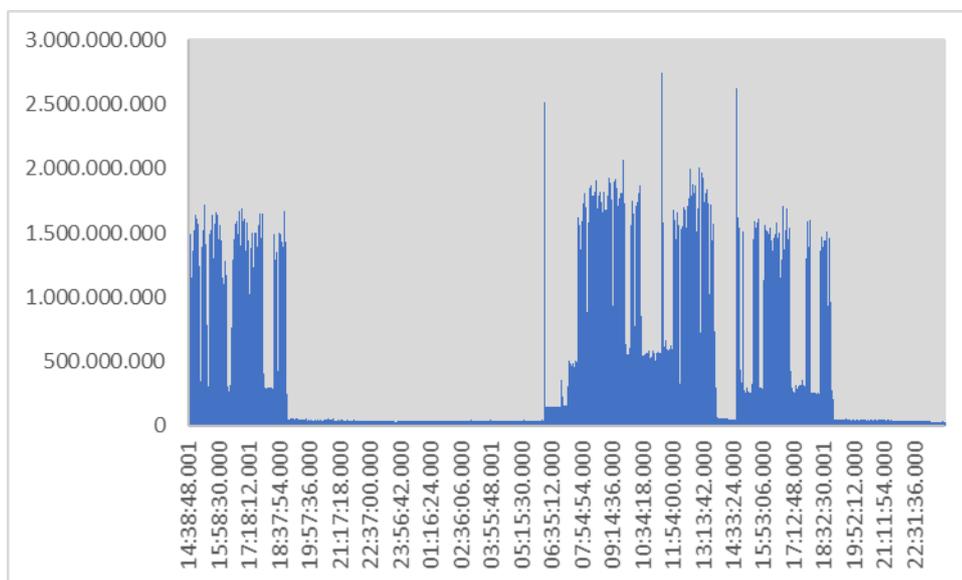
Le 28 septembre 2018

and voltage transformers, measurement equipment), or a maximum precision margin of 100kW »

Notons enfin la référence à des données 2" plutôt que 4" dans la phrase : « *Elia requires power measurements with a maximum resolution of 2" to verify the offered service.* ».

## 6. Annexe : données de mesures 4 "

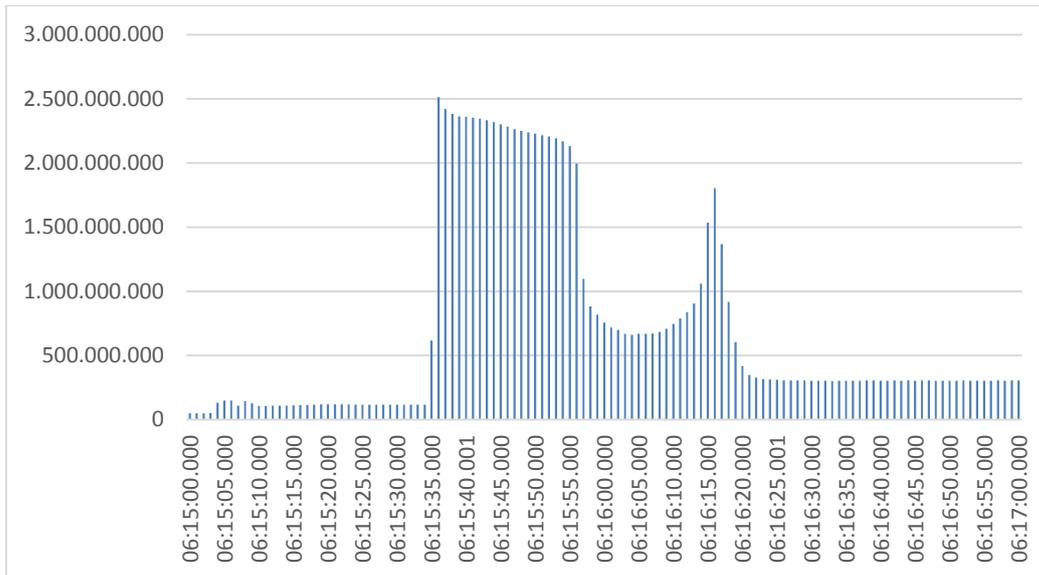
Le graphique suivant illustre l'évolution par seconde de la puissance prélevée (en VA) d'un client réel du réseau de distribution. Il s'agit d'une entreprise de traitement de carcasse de voiture. (mesures prises du 05.09.2018 à 14h38 au 06.09.2018 23h51)



Il est déjà possible de constater sur ce graphique qu'il y a des pointes de consommation importantes qui durent 1 seconde. Si la « photo » 4 secondes est prise à ce moment-là, cela peut entraîner une surévaluation de l'énergie réellement mise en œuvre.

Si l'on effectue un zoom sur le moment où la charge est lancée, soit à 6h15, nous avons le graphique suivant :

Le 28 septembre 2018



Sur cette période, nous avons calculé l'intégrale de l'énergie consommée, soit 23.701 kWh.

Si nous considérons 3 captures toutes les 4 secondes que nous décalons de 1 seconde (mesure 1 à 6 :15 :00 et puis + 4'', mesure 2 à 6 :15 :01 et puis +4'' et mesure 3 à 6 :15 :02 et puis +4''), nous pouvons calculer l'énergie sur cette base :

| Mesure N° | kWh    | Écart par rapport à l'énergie vraie | Écart par rapport à la mesure 1 | Écart par rapport à la mesure 2 | Écart par rapport à la mesure 3 |
|-----------|--------|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 1         | 25.417 | 7,24%                               | 0,00%                           | 8,55%                           | 11,83%                          |
| 2         | 23.415 | -1,20%                              | -7,88%                          | 0,00%                           | 3,02%                           |
| 3         | 22.728 | -4,11%                              | -10,58%                         | -2,94%                          | 0,00%                           |

Nous pouvons constater sur ce simple exemple que l'écart du calcul de l'énergie selon le moment où la mesure est prise peut varier de plus de 10%.

⌘ ⌘ ⌘ ⌘ ⌘