

Document de consultation publique

(PRD)658E/73

25 juin 2021

à savoir

Projet de décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2022 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire

REMARQUE PRÉALABLE

Toute consultation est soumise aux dispositions du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG. Ceci vaut également pour le traitement et la publication des observations reçues. Le règlement d'ordre intérieur ainsi que ses modifications ont été publiés au moniteur belge du 14 décembre 2015 et du 12 janvier 2017. Vous trouverez [ici](#) plus d'informations ainsi que les liens vers ces publications.

APERCU

Objet :

Projet de décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2022 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire

Modalités de la consultation :

1) Période de consultation :

Cette période de consultation compte 6 semaines et se termine le 06.08.2021 à 23.59 CET inclus.

2) Mode de transmission des observations :

Par courriel à consult.658E73@creg.be et à post@creg.be

Si le répondant estime que sa réponse comporte des informations confidentielles, ces informations doivent être indiquées précisément et sans ambiguïté dans la réponse comme étant confidentielles. En outre, cette réponse doit stipuler les raisons de la confidentialité et l'éventuel désavantage ou préjudice que pourrait subir le répondant si ces informations confidentielles étaient malgré tout publiées. Si le répondant (autre qu'une personne physique) estime avoir une raison valable pour que son nom ne soit pas divulgué, il le motive dans sa réponse.

3) Personne de contact et/ou coordonnées de contact pour tous renseignements :

Gilles Wilmart, +32 2 289 76 11, consult.658E73@creg.be

Projet de décision

(B)658E/73
24 juin 2021

Projet de décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2022 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire

Article 27 de l'arrêté (Z)180628-CDC-1109/10 de la CREG du 28 juin 2018 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	4
1. CADRE LEGAL.....	5
2. ANTECEDENTS	5
3. CONSULTATION.....	6
4. PROJET DE DECISION.....	6
4.1. Contrôle de la qualité des données d'input (prévisions) dans le cadre de la gestion de la congestion.....	6
4.1.1. Evaluation.....	6
4.1.2. Description	6
4.1.3. Date de livraison et livrables	7
4.1.4. Contexte et justification	7
4.2. Analyse des évolutions possibles dans le processus de soumission des Programmes journaliers d'équilibre Day-ahead et Intraday par les BRPs	7
4.2.1. Evaluation.....	7
4.2.2. Description	7
4.2.3. Date de livraison et livrables	8
4.2.4. Contexte et justification	8
4.3. Analyse d'impact et recommandations en termes de timing d'implémentation d'une FAT de 5 min pour l'activation de l'aFRR	9
4.3.1. Evaluation.....	9
4.4. Révision des modalités et conditions de fourniture de services mFRR et aFRR dans le contexte du marché européen	11
4.4.1. Description	11
4.4.2. Date de livraison et livrables	11
4.4.3. Contexte et justification	11
4.5. Analyse des possibilités d'offre combinée de produits d'équilibrage sur les points de livraison DPpg et d'offre de produits d'équilibrage sur des points de livraison participant au marché DA/ID dans le cadre d'un ToE	12
4.5.1. Evaluation.....	12
4.5.2. Description	12
4.5.3. Date de livraison et livrables	12
4.5.4. Contexte et justification	12
4.6. Etude de suivi de la méthode pour la prédiction quotidienne du volume des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR non-contractées	13
4.6.1. Evaluation.....	13
4.6.2. Description	13

4.6.3.	Date de livraison et livrable.....	14
4.6.4.	Contexte et justification	14
4.7.	Analyse des possibilités d'optimisation de l'estimation et compensation des pertes réseau.....	15
4.7.1.	Evaluation	15
4.7.2.	Description	15
4.7.3.	Dates de livraison et livrables.....	16
4.7.4.	Contexte et justification	17
4.8.	Analyse et implémentation des évolutions FCR en vertu de l'article 154(2) du SOGL.....	17
4.8.1.	Evaluation.....	17
4.8.2.	Description	17
4.8.3.	Dates de livraison et livrables.....	18
4.8.4.	Contexte et justification	18
ANNEXE 1.....		19

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) fixe ci-après les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium (ci-après : Elia) en 2022 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

Outre l'introduction, ce projet de décision s'articule autour de quatre chapitres. Le premier chapitre comporte la description du cadre juridique dans lequel intervient le présent projet de décision. Le deuxième chapitre expose les antécédents alors que le troisième chapitre reprend le cadre de la consultation. Le quatrième chapitre contient le projet de décision de la CREG concernant les objectifs à atteindre par Elia en 2022 dans le cadre de l'incitant laissé à la discrétion de la CREG visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

Le présent projet de décision a été approuvé par le comité de direction de la CREG le 24 juin 2021.

1. CADRE LEGAL

L'article 27 de l'arrêté (Z)180628-CDC-1109/10 de la CREG du 28 juin 2018 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport (ci-après : la méthodologie tarifaire) dispose ce qui suit :

« La promotion de l'équilibre du système donne lieu à l'octroi d'un incitant qui est fonction de l'atteinte d'objectifs fixés annuellement par la CREG. Au plus tard le 31 mars de chaque année, le gestionnaire du réseau peut proposer à la CREG une liste de projets dont la réalisation au cours de l'année suivante est prioritaire de son point de vue. Au plus tard le 30 juin de la même année, la CREG fixe la liste des projets à réaliser au cours de l'année suivante et décrit les objectifs à atteindre pour chacun d'eux. La CREG indique également la part de l'incitant associé à chaque objectif ainsi que la date (ou les dates) de réalisation cible(s). La part associée à chaque incitant est attribuée au gestionnaire du réseau en fonction du degré de réalisation de l'objectif et du respect des délais. De façon à augmenter la prévisibilité et à permettre la prise en compte de projets dont le délai de réalisation est supérieur à un an, une pré-liste d'objectifs à atteindre pour les années Y+n peut être proposée par le gestionnaire du réseau à la CREG. La CREG établit annuellement cette pré-liste d'objectifs. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 2.500.000,00 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre $0,12\% \cdot RAB \cdot \text{minimum}(S; 40\%)$.

Le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2020-2023, un montant de 1.250.000,00 € en tant qu'élément de son revenu total. ».

2. ANTECEDENTS

Le 31 mars 2021, en application de la possibilité qui lui est donnée par l'article 27 de la méthodologie tarifaire, Elia a transmis par courrier à la CREG sa proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2022 dans le cadre des incitants d'équilibrage (sic).

Le 20 mai 2021, la CREG a transmis à Elia par courriel un document intitulé « Feedback informel sur la proposition d'Elia relative à l'incitant pour la promotion de l'équilibre en 2022 ». Ce document contient les commentaires et questions de la CREG quant aux projets proposés par Elia et trois projets supplémentaires, relatifs aux réserves aFRR et mFRR, aux T&C FCR et à la gestion des congestions.

Le 4 juin 2021, Elia et la CREG ont échangé sur les document précités en vue de la soumission par Elia d'une version amendée et consolidée de sa proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2022 dans le cadre des incitants d'équilibrage.

Le 14 juin 2021, Elia a transmis un courrier contenant la version amendée de la proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2022 dans le cadre des incitants d'équilibrage (ci-après : la proposition amendée d'Elia).

3. CONSULTATION

Le comité de direction de la CREG a décidé d'organiser durant une période de quatre semaines sur le site Internet de la CREG, une consultation publique sur le présent projet de décision.

4. PROJET DE DECISION

Dans le but de favoriser l'équilibre du système électrique, et après consultation d'Elia, la CREG décide de conditionner l'octroi de l'incitant financier de 2.500.000,00 € à la réalisation au cours de l'année 2022 des sept objectifs (ou projets) suivants dans les délais impartis.

La description détaillée des projets est reprise au présent chapitre et est basée sur la proposition amendée d'Elia, jointe en annexe de ce projet de décision.

Le projet de décision reprend l'évaluation par la CREG des projets proposés par Elia ainsi que la description desdits projets, y compris les plannings et les montants de l'incitant qui y sont associés.

a CREG se réserve le droit de modifier, après consultation d'Elia, un objectif de l'incitant si des événements non-anticipés nécessitent une modification de celui-ci.

4.1. CONTRÔLE DE LA QUALITÉ DES DONNÉES D'INPUT (PRÉVISIONS) DANS LE CADRE DE LA GESTION DE LA CONGESTION

4.1.1. Evaluation

La CREG accepte la proposition amendée de projet d'Elia mais précise que les livrables doivent faire l'objet d'une concertation avec la CREG

4.1.2. Description

En 2019, dans le cadre de l'incitant « Amélioration de la transparence en ce qui concerne l'identification et la gestion de la congestion », Elia a établi des ICP pour les données utilisées comme input pour la gestion de la congestion (étape 1 « Qualité de la prévision des inputs » de l'incitant).

Sur la base du rapport ICP mentionné ci-dessus, des différences peuvent être détectées entre les données d'input prévues (production et charge) et la réalité. L'idée de ce projet est de mettre en place une analyse approfondie des causes des écarts dans les différentes prévisions (éolien, solaire, charge,...) et d'étudier les solutions possibles pour améliorer ces prévisions. Ces solutions peuvent se trouver du côté des inputs ou des outputs des modèles utilisés pour les prévisions ou dans les modèles en tant que tels. Il est également analysé si un rapport ICP amélioré (par exemple, locaux par rapport au total) est pertinent pour assurer un bon suivi des améliorations. La mise en œuvre de solutions à court terme peut faire partie du projet et une feuille de route peut être proposée pour les solutions à long terme. Pour les solutions à long terme, un lien avec des projets d'innovation sera établi le cas échéant.

Le projet comprend en premier lieu un rapport de l'analyse des écarts les plus significatifs entre les prévisions et la réalité et une étude des solutions possibles à court et à long terme. Ensuite, le projet comprend une recommandation et une proposition de mise en œuvre de solutions concrètes sous la forme d'une feuille de route pour l'avenir.

L'objectif est d'améliorer les données d'input afin de prendre de meilleures décisions dans le cadre de la gestion de la congestion et de réduire ainsi son coût. Dans le rapport de solutions, un impact sur les coûts sera si possible indiqué, ou une référence aux coûts engagés dans le passé qui pourraient être évités en mettant en œuvre les solutions.

4.1.3. Date de livraison et livrables

- 31 juillet 2022 : rapport de l'analyse des écarts les plus significatifs et solutions possibles à court et long terme et concertation avec la CREG à ce sujet.
- 23 décembre 2022 : rapport sur la mise en œuvre de solutions concrètes à court terme et une feuille de route pour d'éventuelles améliorations à long terme et concertation avec la CREG à ce sujet.

Montant associé: 400.000 € limité à $0,0192 \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum (S ; 40 \%)}$. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.1.4. Contexte et justification

Vu l'importance de la gestion de la congestion, il est capital qu'Elia recherche en permanence des améliorations qui tiennent compte de l'évolution du marché et de l'intégration des SER. L'amélioration des prévisions a un impact plus large que l'amélioration des décisions dans le cadre de la gestion de la congestion. De nombreuses publications sur les prévisions figurant également sur le site web d'Elia, et ces prévisions sont souvent consultées par des parties externes.

4.2. ANALYSE DES ÉVOLUTIONS POSSIBLES DANS LE PROCESSUS DE SOUMISSION DES PROGRAMMES JOURNALIERS D'ÉQUILIBRE DAY-AHEAD ET INTRADAY PAR LES BRPS

4.2.1. Evaluation

La CREG accepte la proposition amendée de projet d'Elia.

4.2.2. Description

Dans le cadre de l'étude réalisée en 2020 concernant la « Suppression ou réduction de l'obligation d'équilibre en Day-ahead des BRP », Elia a indiqué que la relaxation de cette obligation d'équilibre ouvrait la voie à d'autres simplifications dans le processus de balancing, telles que la rationalisation des informations communiquées par les BRPs à Elia au travers du processus de soumission des Programmes journaliers d'équilibre *day ahead*.

Cette étude s'inscrit donc dans la suite du projet de 2020. Elle consiste à analyser les possibilités d'évolution du processus de soumission des Programmes journaliers d'équilibre *day ahead* et *intraday* par les BRPs (y inclus les programmes - « *schedules* » - de production ou de consommation des Unités Techniques couvertes par le contrat SA), au regard de diverses évolutions récentes et à venir concernant le rôle du BRP. L'objectif de l'étude est de proposer des améliorations dans le processus existant et de fournir un aperçu des efforts qui seraient nécessaires pour implémenter ces recommandations, ainsi qu'un délai d'implémentation réaliste.

Pour ce faire, l'étude décrira l'ensemble des processus reposant sur l'utilisation de données issues des Programmes journaliers d'équilibre *day ahead* et *intraday*. Elle évaluera ensuite l'opportunité de supprimer ou simplifier certains de ces processus, ainsi que le besoin éventuel de renforcer ou de créer de nouveaux processus faisant appel à ces données. Enfin, elle identifiera les données qui doivent continuer à être échangées entre les BRPs et Elia pour supporter ces divers processus, ainsi que la forme et le niveau de granularité minimum de ces échanges.

Cette étude fera l'objet d'une consultation publique après concertation avec la CREG.

4.2.3. Date de livraison et livrables

- 15 septembre 2022 : date de début de la consultation publique
- 23 décembre 2022 : remise à la CREG des documents suivants :
 - a) un rapport de consultation ;
 - b) la version finale de l'étude comprenant :
 - une proposition motivée sur l'opportunité (ou non) d'apporter des modifications dans le processus de soumission des Programmes journaliers d'équilibre *day ahead* et *intraday* par les BRPs;
 - si la proposition comprend des évolutions dans le processus actuel : une indication des efforts d'implémentation et des délais d'implémentation (consécutifs au moment où la CREG a formellement accepté la mise en œuvre de la proposition).

Montant associé: 300.000 € limité à $0,0144 \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum} (\text{S} ; 4 \%)$. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.2.4. Contexte et justification

Actuellement le BRP soumet des programmes journaliers d'équilibre constitués de plusieurs éléments (programmes d'échanges d'énergie avec d'autres BRPs y inclus les imports/exports ; programmes relatifs à la production des unités CIPU ; programmes relatifs à l'*offtake*/injection de ses points d'accès au réseau Elia ; et enfin, programmes relatifs à l'*offtake*/injection par réseau de distribution).

Le rôle du BRP ainsi que le contexte dans lequel il évolue sont en pleine mutation :

- Le rôle de *Scheduling Agent* (ci- après SA) a été récemment introduit en Belgique dans le cadre du projet Icaros. Ce dernier est responsable de fournir à Elia un programme (« *schedule* ») de production (ou de consommation) des Unités Techniques couvertes par le contrat SA, et de les mettre à jour en *intraday*. A l'heure actuelle, le BRP assure encore le rôle de SA et donc la soumission de ces *schedules* (qui font partie intégrante du programme d'équilibre du BRP). Dans le futur, ce rôle pourra être assuré par un acteur différent. La pertinence de certaines nominations du BRP (informations similaires à quelques éléments près à celles qui seront soumises par le SA) peut dès lors être remise en question ;
- Elia a récemment recommandé de progressivement relaxer l'obligation qu'a un BRP de soumettre un programme journalier d'équilibre *day ahead* pour lequel l'Injection Totale de son Périmètre d'équilibre est égale, pour chaque quart d'heure, au Prélèvement Total de son Périmètre d'équilibre. Cette suppression de l'obligation d'équilibre des BRPs en *day ahead* ouvre des possibilités de simplification du processus de soumission des Programmes journaliers d'équilibre *day ahead*. Les *stakeholders* ont d'ailleurs exprimé leur souhait de simplifier les processus de nomination dans le cadre de ce projet.
- La transition énergétique, couplant l'augmentation de la production renouvelable intermittente et l'apparition de nouvelles technologies permettant de rendre la consommation plus flexible, implique que des changements substantiels peuvent apparaître entre les Programmes journaliers d'équilibre soumis en *day ahead* et la situation effective du réseau en temps réel. Ces changements importants pourraient justifier certaines adaptations dans le processus de soumission des Programmes journaliers d'équilibre *intraday*, afin de permettre à Elia et/ou au marché de mieux préparer/anticiper la situation temps réel ;

Dans ce contexte changeant, les besoins, en termes d'échanges de données entre les BRPs et Elia ont évolué. Certaines données pourraient ne plus être nécessaires ou être échangées à un niveau de granularité moins important, permettant ainsi de simplifier le processus de soumission des Programmes journaliers d'équilibre. Par ailleurs, le format et la fréquence auxquels ces données doivent être échangées pourraient aussi être amenés à évoluer.

Ces différents changements constituent donc l'opportunité de réévaluer le processus de soumission des Programmes journaliers d'équilibre actuel, et d'y apporter des modifications/simplifications lorsque jugées pertinentes. Cette révision du processus de soumission des Programmes journaliers d'équilibre pourrait potentiellement permettre une simplification administrative substantielle pour les acteurs de marché. Par ailleurs, elle permettra à Elia et au marché de s'assurer de disposer, à tout moment, des données nécessaires pour assurer leurs activités et garantir la sécurité du système.

4.3. ANALYSE D'IMPACT ET RECOMMANDATIONS EN TERMES DE TIMING D'IMPLÉMENTATION D'UNE FAT DE 5 MIN POUR L'ACTIVATION DE L'AFRR

4.3.1. Evaluation

La CREG rejette cette proposition de projet adaptée d'Elia.

Une étude sur l'impact de la réduction du temps d'activation complète de l'énergie d'équilibrage aFRR (*aFRR Full Activation Time, aFRR FAT*) a déjà été réalisée par ENTSO-E dans le cadre de la proposition initiale du 18 décembre 2018 relative au cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage issue des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique. La section 4.1.1 de la note explicative y afférente examine les implications techniques et économiques des différents choix de FAT. Les conclusions générales sont qu'un FAT de 7,5 minutes ne permet pas d'atteindre les objectifs de qualité de la fréquence décrits à l'annexe 3 du SOGL¹, contrairement à un FAT de 5 minutes, et que les simulations montrent que la réduction du FAT à 5 minutes en Belgique peut entraîner des coûts d'achat plus élevés ainsi que des problèmes de liquidité. Ces conclusions sont également reprises par des acteurs du marché dans le rapport de consultation. La CREG est d'avis qu'une mise à jour de cette étude apporte peu de valeur ajoutée par rapport à l'étude existante réalisée par ENTSO-E à la fin 2018, et considère qu'il est plus important de prendre des mesures pour développer davantage la liquidité des marchés pour la fourniture de services d'équilibrage aFRR, en réduisant et/ou en supprimant les barrières à l'entrée pour les nouvelles ressources aFRR.

Les acteurs du marché ont récemment fait savoir que les exigences de préqualification, les processus de préqualification et les pénalités sont plus stricts et/ou complexes en Belgique qu'à l'étranger. La CREG fait ici référence au rapport de consultation établi dans le cadre de la décision (B)2061 de la CREG et aux discussions menées au sein du *Working Group Balancing*. En conséquence, la CREG estime que l'incitant modifié peut être remplacé par un incitant qui évalue ces deux aspects en fonction, entre autres, de règles du jeu équitables et des besoins du GRT, tant pour les services d'équilibrage mFRR que pour les services d'équilibrage aFRR, compte tenu de l'obligation future de se connecter aux plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage concernées. La CREG remplace par conséquent le projet proposé par Elia par le projet décrit au paragraphe 4.4 ci-après.

La méthode d'activation fait partie des exigences de préqualification pour la fourniture de services d'équilibrage aFRR. Le CREG renvoie à nouveau à la note explicative du 18 décembre 2018. Les avantages et les inconvénients des différentes méthodes d'activation ont été examinés dans la section 5.1.3, avec pour principales conclusions que le modèle « *control target* » n'a pas été retenu par ENTSO-E pour être étudié comme futur modèle d'échange GRT-GRT, et que tous les GRT de l'Union européenne préfèrent le modèle « *control demand* » comme futur modèle cible en raison de sa stabilité et de sa robustesse éprouvées. En outre, le modèle « *control demand* » permettrait une activation plus rapide de l'énergie d'équilibrage aFRR, conformément aux recommandations de l'étude sur les écarts de fréquence déterministes réalisée par Elia en 2020. Il assouplirait également une exigence actuelle du service, ce qui pourrait faciliter l'entrée sur le marché. En conséquence, la CREG est d'avis qu'il vaut mieux se concentrer sur la préparation de la mise en œuvre du modèle « *control demand* » que d'examiner le modèle « *control target* ».

Enfin, la CREG constate que les règles de transfert d'énergie ne sont pas encore applicables dans le cadre du service d'énergie d'équilibrage aFRR. Après 2 ans et demi d'application du transfert d'énergie, un peu moins de 500 MW sont éligibles pour fourniture sur le marché de l'énergie d'équilibrage mFRR via l'un des régimes offerts. Par conséquent, l'extension des règles de transfert d'énergie pour la fourniture de services d'équilibrage aFRR semble être une *no-regret measure* pour compenser (partiellement) l'impact négatif d'une réduction du FAT.

¹ Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité

4.4. RÉVISION DES MODALITÉS ET CONDITIONS DE FOURNITURE DE SERVICES MFRR ET AFRR DANS LE CONTEXTE DU MARCHÉ EUROPÉEN

4.4.1. Description

L'objectif de cet incitant est de revoir le système de contrôle et de sanction, ainsi que les conditions de préqualification et le processus de (re)préqualification dans le contexte européen. Pour chacun des thèmes listés, une analyse des similitudes et différences entre le bloc RFP d'Elia et d'autres blocs RFP en Europe devrait être réalisée. Cette analyse doit permettre d'identifier dans quelle mesure ces différences ont un impact sur la concurrence entre les acteurs du marché pour la fourniture de services aFRR et mFRR et d'évaluer comment les règles pourraient être adaptées afin de réduire cet impact. Une analyse de l'impact d'une éventuelle adaptation des règles sur la fourniture du service (qualité, liquidité, compétitivité, accès au marché, etc.) fait partie de l'évaluation.

4.4.2. Date de livraison et livrables

Dates d'exécution

- 1^{er} août 2022 : date limite pour le lancement d'une consultation publique ;
- 1^{er} octobre 2022 : date limite pour l'organisation d'un workshop pour discuter de l'intégration des différentes réactions des acteurs du marché ou de la motivation à ne pas retenir certaines réactions le cas échéant ;
- 23 décembre 2022 : date limite de dépôt du rapport de consultation, un rapport final comprenant des recommandations et un plan de mise en œuvre, ainsi qu'un trajet pour les adaptations à apporter aux T&C BSP FCR

Montant associé: 450.000 € limité à $0,0216 \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum} (S ; 40 \%)$. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.4.3. Contexte et justification

Par le passé, Elia a pris l'engagement² de réaliser des analyses concernant une refonte du système de sanctions. Dans la perspective de la participation aux plates-formes européennes PICASSO et MARI, cette analyse des pénalités et contrôles appliqués aux acteurs de marché devient pertinente dans un contexte européen. En outre, une analyse similaire des modalités et conditions de la fourniture de service, telles que les conditions de préqualification et la procédure de (re)préqualification, devient également pertinente.

² Voir décision (B)2061

4.5. ANALYSE DES POSSIBILITÉS D’OFFRE COMBINÉE DE PRODUITS D’ÉQUILIBRAGE SUR LES POINTS DE LIVRAISON DPPG ET D’OFFRE DE PRODUITS D’ÉQUILIBRAGE SUR DES POINTS DE LIVRAISON PARTICIPANT AU MARCHÉ DA/ID DANS LE CADRE D’UN TOE

4.5.1. Evaluation

La CREG accepte la proposition amendée de projet d’Elia.

4.5.2. Description

Analyse de la possibilité d’offrir différents types de produits d’équilibrage et/ou de combiner l’offre de produits d’équilibrage et de services de fourniture ou de gestion de l’énergie sur un même point de livraison DPpg.

4.5.3. Date de livraison et livrables

- 6 septembre 2022 : rapport intermédiaire et lancement d’une consultation publique d’un mois, après concertation avec la CREG ;
- 23 décembre 2022 : rapport final et rapport de consultation

Montant associé: 350.000 € limité à $0,0168 * RAB * \text{minimum}(S ; 40 \%)$. L’octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.5.4. Contexte et justification

Lors des consultations publiques menées en 2020 dans le cadre de la révision des T&C aFRR et des T&C FCR notamment, des acteurs de marché ont regretté les limitations relatives à l’offre combinée (« combo ») de plusieurs types de produits de balancing sur un même point de livraison DPpg. Par ailleurs, la participation simultanée à des produits d’équilibrage et au marché DA/ID n’est pas autorisée à ce jour sur les points de livraison pour lesquels un ToE est prévu pour la participation au marché journalier et/ou infrajournalier.

Les règles actuelles sont le fruit d’analyses effectuées en fonction de l’évolution graduelle de chaque produit et dans le cadre de ce produit uniquement. Eu égard à l’intérêt manifesté par les acteurs de marché en 2020 pour une participation simultanée à plusieurs produits ou marchés avec des points de livraison DPpg, Elia propose d’effectuer en 2022 une étude transversale afin d’évaluer l’opportunité et la faisabilité d’offrir cette possibilité. Cette analyse s’appuiera sur la révision des méthodologies de baseline existantes et l’analyse d’évolutions ou de développements de nouvelles méthodologies actuellement en cours dans le cadre d’un incitant pour l’année 2021.

Elia évaluera dans ce cadre la liquidité potentielle qu'apporteraient ces modifications, sur base notamment d'un retour d'expérience des types de points de livraison participant aux différents produits et d'une enquête auprès des acteurs de marché.

Elia réalisera également un benchmark auprès d'autres GRTs européens afin d'identifier si de telles possibilités sont offertes par ces GRTs, et de leur contribution éventuelle à la liquidité des marchés d'équilibrage.

Elia décrira ensuite les modifications à apporter aux règles de marché pour ouvrir ces possibilités en Belgique. Elle proposera un plan d'implémentation pour ces modifications, ou expliquera les raisons pour lesquelles une telle évolution n'est pas possible ou n'est pas souhaitable.

Par ailleurs, l'étude comprendra également une comparaison des concepts belges « DP_{su} » « DP_{pg} » (définis dans les T&C BSP) avec les concepts européens de « *reserve providing unit* » et « *reserve providing group* » (définis dans le SOGL). Si pertinent et justifié, Elia formulera des propositions pour privilégier l'utilisation de la terminologie européenne au sein du design belge.

4.6. ETUDE DE SUIVI DE LA MÉTHODE POUR LA PRÉDICTION QUOTIDIENNE DU VOLUME DES OFFRES D'ÉNERGIE D'ÉQUILIBRAGE AFRR ET MFRR NON-CONTRACTÉES

4.6.1. Evaluation

La CREG accepte la proposition amendée de projet d'Elia.

4.6.2. Description

Comme indiqué dans la description de l'incitant proposé en 2021 sur le développement d'une méthode pour la prédiction quotidienne du volume des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR non-contractées disponibles au sein du bloc de réglage fréquence-puissance d'Elia (« Développement d'une méthode pour la prédiction quotidienne du volume des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR non-contractées disponibles au sein du Bloc de Réglage Fréquence-Puissance d'Elia »), une étude de suivi est proposée dans le cadre de la proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2022. Cette étude de suivi devrait tout d'abord tester la méthode proposée en « *parallel run* », en tenant compte de la disponibilité croissante des données pour l'aFRR (nouvelle conception de produits à partir de fin septembre 2020) et la mFRR (nouvelle conception de produits à partir de février 2020). Il convient de noter qu'une première analyse doit également être menée sur les nouvelles évolutions prévues pour le premier semestre de 2022³ à savoir :

- « *l'explicit bidding* » pour les unités « CIPU », prévu début Q2 2022 ;

³ Veuillez noter que, plusieurs acteurs de marché ayant exprimé de sérieuses réserves quant à la faisabilité de la roadmap présentée en WG Balancing, le timing prévu pour l'accession aux plateformes européennes de balancing et pour l'adoption d'iCAROS phase 1 fait l'objet d'un « *readiness check* » avec les acteurs de marché. Sur base des informations reçues il se peut que ce planning soit revu, retardant certaines implémentations. L'impact sur les incitants proposés devra, le cas échéant et en temps utile, être discuté avec la CREG.

- l'introduction d'un « *full activation time* » de 12.5' pour mFRR, prévue début Q2 2022 ;
- des volumes disponibles en dehors du LFC Block, dont la mise à disposition sera facilitée par les plateformes MARI et PICASSO (prévues respectivement à partir de fin Q2 2022 et de Q2 2022).

Toutefois, il convient de noter que les données disponibles suite à l'implémentation de ces évolutions ne seront certainement pas suffisantes pour effectuer des analyses quantitatives permettant d'estimer correctement l'effet de ces évolutions sur le résultat. En effet, les algorithmes d'apprentissage automatique ont besoin de plus d'un an de données historiques pour « s'entraîner » et il est donc certain que la disponibilité de quelques mois de données seulement ne suffise pas à fournir des résultats suffisamment robustes. Cela implique que l'étude de suivi de 2022 devrait idéalement être suivie par une étude en 2023 avant de décider d'une implémentation potentielle.

Une méthodologie devrait également être développée pour inclure effectivement ces volumes dans le calcul de la capacité d'équilibrage à acheter. En effet, des études antérieures ont montré qu'il n'est pas évident d'implémenter un achat partiel des réserves. On doit en effet prendre en compte dans ce cas les effets d'une diminution du volume d'achat sur la disponibilité des volumes non-contractés futurs.

4.6.3. Date de livraison et livrable

- 15 septembre 2022 : rapport intermédiaire et consultation publique, après concertation avec la CREG, concernant :
 - résultats intermédiaires du « *parallel run* » (jusqu'au 31 juillet) ;
 - analyse des implications pour la stratégie d'achat et recommandations ;
- 23 décembre 2022: rapport final :
 - résultats finaux du « *parallel run* » (jusqu'au 31 octobre) ;
 - mise à jour de l'analyse sur les implications pour la stratégie d'achat et des nouvelles évolutions de produit ;
 - planification de la mise en œuvre (le cas échéant) rapport de consultation.

Montant associé: 250.000 € limité à $0,0120 \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum (S ; 40 \%)}$. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.6.4. Contexte et justification

La ligne directrice européenne sur l'équilibrage du système électrique (EBGL) fixe, entre autres, les règles applicables à la procédure d'acquisition de la capacité d'équilibrage aux articles 32, 33 et 34. Plus particulièrement, dans le cadre de la détermination du volume de la capacité d'équilibrage à acquérir, l'article 32 de l'EBGL exige de prendre en compte le volume des offres d'énergie d'équilibrage non-contractées qui devraient être disponibles, tant dans la zone de contrôle concernée que sur les plateformes européennes, en tenant compte de la capacité d'échange disponible entre les différentes zones de contrôle. À ce jour, le volume estimé pour la capacité de réserve non contractée à la hausse est égal à 0 MW, car on ne peut s'attendre à ce qu'un volume non contracté soit disponible à tout moment de l'année. Néanmoins, l'achat quotidien dynamique de la capacité d'équilibrage de l'aFRR et du mFRR permet d'estimer ce volume sur une base quotidienne.

En 2021, Elia étudie la possibilité de prévoir les moyens d'équilibrage disponibles pour le lendemain, et ce pour l'aFRR et la mFRR à la hausse et à la baisse. Néanmoins, si le résultat est positif, l'objectif de cette étude de suivi en 2022 est :

- de mener un « *parallel run* » pour que les acteurs du marché concernés et Elia acquièrent de l'expérience sur la variabilité des résultats ;
- de préparer une nouvelle stratégie d'achat pour la capacité d'équilibrage restante, en tenant compte des implications sur la liquidité, la rentabilité et la stabilité du marché.

En fonction de la planification des évolutions prévues (plateformes d'échange d'énergie d'ajustement, enchères explicites, temps d'activation complet du mFRR 12,5'), une analyse de suivi devra être effectuée en 2023 concernant l'impact de ces évolutions sur la prévision des offres non contractuelles. Cette étude sera nécessaire pour confirmer les résultats des prévisions et décider à une implémentation.

4.7. ANALYSE DES POSSIBILITÉS D'OPTIMISATION DE L'ESTIMATION ET COMPENSATION DES PERTES RÉSEAU

4.7.1. Evaluation

La CREG accepte la proposition amendée de projet d'Elia mais précise certaines étapes et livrables du projet.

Il est précisé notamment que le projet contient 2 volets. D'une part, la méthode d'optimisation des prévisions des pertes et la méthode concomitante d'achat de l'énergie de compensation. D'autre part, l'analyse de l'efficacité de la méthode actuelle de compensation de pertes réseau (compensation en nature des pertes fédérales et achats de compensation pour les pertes régionales).

Il est également précisé que le benchmark européen, qui porte sur les deux volets susmentionnés du projet, doit porter sur au moins 5 GRTs.

Étant donné que la compensation des pertes de réseau fait déjà l'objet de l'incitant à la maîtrise des coûts influençables et que par conséquent Elia bénéficiera des gains d'efficacité potentiels de ce projet, la CREG considère qu'un montant trop important dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système constituerait un incitant excessif pour Elia au détriment des tarifs.

4.7.2. Description

À ce jour, la compensation des pertes actives sur le réseau Elia se fait de deux manières:

- 1) pertes fédérales (800 GWh) : compensation en nature par les BRPs avec un paramètre fixé en juin Y-1 ;
- 2) pertes régionales (600 GWh) : achats des produits *baseload* et *peakload* achetés par Elia entre 3 ans, 1 an et 3 mois en avance basé sur des données historiques.

La réglementation en vigueur permet de basculer d'un système de compensation en nature vers un système d'achat des pertes fédérales par Elia.

Le volume total des pertes réseau peut varier fortement et dépend des prélèvements, de la température, des transits sur le réseau, etc. En particulier les pertes fédérales, sont très volatiles et difficiles à estimer longtemps à l'avance.

L'étude contiendra les éléments suivants:

- une analyse de la méthode actuelle de prévision des pertes de réseau fédérales et régionales
- une analyse de l'efficacité de la méthode actuelle de compensation de pertes réseau (compensation en nature pour le fédéral et achats pour le régional) par rapport à une compensation de l'ensemble des pertes fédérales et régionales par des achats ;
- un *benchmark* avec les méthodes des GRTs voisins (au moins 5 GRT dont un GRT allemand, les GRT néerlandais, italien et de Grande Bretagne) pour la prévision des pertes de réseau et leur compensation ;
- la mise en place d'un POC qui calcule une estimation des pertes réseau (fédéral et régional) à plus court terme et identifie les avantages des achats à plus court terme ;
- une période de test ;
- en cas de conclusions positives, une analyse d'impact et un plan d'implémentation.

4.7.3. Dates de livraison et livrables

- 30 juin 2022 : Rapport contenant la (nouvelle) méthode pour la prévision des pertes réseau (fédérales et régionales) et l'analyse de la méthode de compensation optimale, y compris le *benchmark* européen. Cette étape fera l'objet d'un rapport intermédiaire et d'une concertation avec la CREG au plus tard le 31 mai 2022. Le rapport intermédiaire est fourni à la CREG au moins 7 jours calendriers avant la réunion de concertation. La CREG fera part de ses commentaires 15 jours calendriers après la réunion de concertation.
- 01 juillet 2022 – 30 septembre 2022 : Période de test de trois mois (POC).
- 15 décembre 2022 : Résultats de POC et plan d'implémentation si résultats positif.

Montant associé: 300.000 € limité à $0,0144 * RAB * \text{minimum}(S ; 40 \%)$. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.7.4. Contexte et justification

Une telle étude permettrait :

- d'avoir une visibilité de l'impact du passage vers un système d'achat par Elia de l'énergie nécessaire à la compensation de l'ensemble des pertes réseau (régionales et fédérales) ;
- d'analyser dans quelle mesure une méthode d'achats de l'énergie à plus court terme est possible et souhaitable ;
- d'identifier et de recommander des optimisations des prévisions des pertes ; et
- de proposer un plan d'implémentation.

4.8. ANALYSE ET IMPLÉMENTATION DES ÉVOLUTIONS FCR EN VERTU DE L'ARTICLE 154(2) DU SOGL

4.8.1. Evaluation

La CREG accepte la proposition amendée de projet d'Elia moyennant une remarque et adaptation.

La CREG fait remarquer qu'il est justifié de déroger aux solutions standard si cela permet de réduire ou d'éliminer les obstacles à la participation au marché et tant que les besoins minimaux de chaque GRT sont satisfaits, compte tenu du contexte spécifique du bloc RFP concerné. La proposition faite dans le cadre de l'article 154(2) du SOGL prévoit une dérogation aux solutions standard proposées par les GRT en Europe continentale et énumère les besoins minimums qui doivent être satisfaits. Par conséquent, la CREG estime qu'Elia ne doit pas nécessairement être freinée dans le développement de solutions innovantes en raison des choix faits par d'autres GRT dans la région concernée. La proposition faite conformément à l'article 154(2) du SOGL cadre en effet avec la liberté nationale d'appliquer de meilleures solutions que la solution standard. La CREG adapte donc la proposition en ce sens.

4.8.2. Description

Etude consistant à analyser et proposer des évolutions de design FCR adéquates, dans le cadre de l'implémentation des règles européennes établies conformément à l'article 154(2) du SOGL. Plus particulièrement, Elia étudiera les possibilités de déviation au niveau national par rapport aux règles européennes établies par défaut et proposera plusieurs solutions alternatives après concertation avec la CREG et les stakeholders. L'analyse tiendra compte des besoins d'Elia et des possibilités des BSPs, ainsi que de l'impact des exigences établies au niveau national sur le développement d'un marché de la FCR compétitif, y inclus sur la participation à ce marché d'unités ou clients finaux raccordés en basse tension, de la gestion de la demande et du stockage. Les propositions d'Elia seront effectuées en concertation avec les acteurs de marché.

4.8.3. Dates de livraison et livrables

- 31 mars 2022: Concertation avec la CREG sur le projet d'étude et les solutions alternatives envisagées ;
- 31 avril 2022: Date limite pour le lancement de la consultation publique;
- 30 juin 2022 : Date limite pour l'organisation d'un workshop pour discuter et motiver de l'intégration (ou non) des retours des *stakeholders*;
- 31 octobre 2022: Date limite pour la soumission d'un rapport de consultation avec des recommandations et un plan d'implémentation pour la modification des T&C BSP FCR.

Montant associé: 450.000 € limité à $0,0216 \cdot \text{RAB} \cdot \text{minimum}$ (S ; 40 %). L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.8.4. Contexte et justification

Les T&C FCR doivent évoluer à la suite de nouvelles obligations européennes mises en place conformément à l'article 154(2) du SOGL. La méthodologie prévoit au niveau national, une déviation des règles européennes pour 3 aspects :

- les paramètres liés à l'application du « *reserve mode* » (art. 3.5) ;
- l'application du « *reserve mode* » de manière rétroactive aux BSPs existants (art 4.4) ;
- les conditions d'équivalence pour une solution de *fallback* en ce qui concerne la provision d'un service FCR via un contrôleur centralisé (art 3.7 & 3.9).



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

Laurent JACQUET
Directeur

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction

ANNEXE 1

Proposition amendée de liste de projets prioritaires pour l'année 2022 dans le cadre des incitants d'équilibrage