

Document de consultation publique

(PRD)658E/79
10.06.2022

À savoir

Projet de décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2023 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 2023 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 3 semaines et se termine le 01.07.2022 à 23.59 CET inclus.

2) Mode de transmission des observations :

Par courriel à consult.658E79@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.658E79@creg.be

Projet de décision

(B)658E/79

10 juin 2022

Projet de décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2023 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	3
1. CADRE LEGAL	3
2. ANTECEDENTS.....	4
3. CONSULTATION	4
4. PROJET DE DECISION	4
4.1. Evaluation des modalités de préqualification, contrôle et pénalités des services mFRR et aFRR..	4
4.1.1. Description	5
4.1.2. Date de livraison et livrables	6
4.1.3. Contexte et justification	6
4.2. Etude sur les possibilités et éventuelles évolutions de correction du périmètre du BRP en cas d'activation d'offres d'énergie pour la mFRR ou le <i>redispatching</i>	7
4.2.1. Description	8
4.2.2. Date de livraison et livrables	8
4.2.3. Contexte et justification	9
4.3. MVA _r service – <i>review and recommendations for design optimisations</i>	10
4.3.1. Description	10
4.3.2. Date de livraison et livrables :	11
4.3.3. Contexte et justification	11
4.4. Cartes de capacités d'accueil de raccordement de production, consommation et stockage	12
4.4.1. Description	12
4.4.2. Contexte et justification	13
4.5. <i>Cost benefit analysis on requirements for generators applicable on existing and new generating units between 1 and 25 MW</i>	14
4.5.1. Description	14
4.5.2. Date de livraison et livrables:	16
4.5.3. Contexte et justification	16
4.6. Implémentation d'une solution pour le transfert d'énergie (ToE) en aFRR basée sur l'utilisation d'échange de blocs d'énergie (<i>Exchange of Energy Blocks – EoEB</i>).....	17
4.7. Prédiction des « <i>Deterministic Frequency Deviation</i> » (DFD) et de la contribution d'Elia	19
4.7.1. Description	19
4.7.2. Date de livraison et livrables	21
4.7.3. Contexte et justification	21
4.7.4. Annexe.....	21
ANNEXE 1.....	24

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 2023 dans le cadre de l'incitant laissé à la discrétion de la CREG 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 et 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 2023 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 10 juin 2022.

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

Durant les mois de février, mars et avril 2022, les représentants de la CREG et d'Elia se sont concertés sur la liste des projets de l'incitant à la promotion de l'équilibre pour l'année 2023. Ils ont également convenu que la proposition formelle d'Elia sera soumise à la CREG non pas pour le 31 mars, comme prévu dans la méthodologie tarifaire, mais pour la fin avril.

Le 3 mai 2022, Elia a transmis par courrier à la CREG sa proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2023 dans le cadre des incitants d'équilibrage (*sic*).

3. CONSULTATION

Le comité de direction de la CREG a décidé d'organiser durant une période de trois 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 2023, 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 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 des projets approuvés, y compris les plannings et les montants de l'incitant qui y sont associés.

Bien entendu, la 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. EVALUATION DES MODALITÉS DE PRÉQUALIFICATION, CONTRÔLE ET PÉNALITÉS DES SERVICES MFRR ET AFRR

La CREG accepte la proposition d'Elia qui vise à identifier, analyser et réévaluer les obstacles à la participation au marché, quelles que soient leur nature et leur importance. Le résultat de cet incitant est une liste d'obstacles qui, avec les acteurs du marché, seront réévalués selon leur priorité sur la base de leur impact sur le développement futur des marchés d'équilibrage de l'aFRR et la mFRR. Les points d'amélioration déjà identifiés sont inclus dans la proposition d'incitant sans fermer la porte à d'autres points d'amélioration qui ont été ou seront identifiés par les acteurs du marché pendant la durée de l'incitant.

La CREG constate que le périmètre de la procédure de préqualification se concentre sur la participation des ressources d'équilibrage existantes et nouvelles raccordées à des niveaux de haute et moyenne tension. La CREG est a priori d'avis que cette restriction du périmètre n'affectera pas l'objectif de cet incitant.

4.1.1. Description

L'objectif de cet incitant est d'évaluer le système de contrôle et de pénalités ainsi que les conditions de préqualification et le processus de préqualification et de proposer des révisions le cas échéant. Pour chacun des thèmes listés, les obstacles potentiels à la participation au marché, qu'ils soient de nature financière ou autres, doivent être identifiés et évalués. Pour chaque obstacle potentiel, l'impact sur le développement du marché pour la fourniture de services aFRR et mFRR sera évalué. Une liste prioritaire d'obstacles identifiés sera établie en concertation avec les acteurs de marché et avec la CREG et, pour ces obstacles, des alternatives seront proposées afin de réduire l'impact autant que possible.

Cette évaluation est basée, entre autres, sur l'expérience des acteurs de marché avec le modèle d'équilibrage belge et sur leurs expériences dans d'autres pays européens. Par conséquent, la participation des acteurs de marché belges est indispensable au succès de cet incitant.

L'éventuelle adaptation des T&C BSP aFRR ou mFRR et l'implémentation des modifications qui en résulteraient ne font pas partie de cet incitant. Concrètement, l'incitant consiste à, pour les services d'équilibrage aFRR et mFRR :

- pour la préqualification
 - identification des exigences/critères de préqualification existants, des processus de préqualification (y compris le calendrier et les étapes préparatoires chez le BSP (Balance Responsible Party)) ;
 - identification, en concertation avec les acteurs de marché, des obstacles à la participation potentiels et évaluation qualitative de l'impact des exigences de préqualification sur le développement du marché
- pour la partie contrôle et pénalités :
 - identification paramètres et critères utilisés dans les contrôles et pénalités existants associés à la participation au service mFRR ou aFRR et relatifs au respect des obligations résultant de l'offre de capacité d'équilibrage ("Missing MW " et "MW not made available") et au contrôle d'activation¹ ;
 - identification et évaluation de l'impact de chacun des éléments identifiés ci-dessus sur la participation des acteurs du marché en termes opérationnels et/ou financiers, en concertation avec les acteurs de marché ;
- pour les 2 parties, sur base de la liste des obstacles à la participation et de leur impact :
 - identification, en concertation avec les acteurs de marché et avec la CREG, des priorités qui seront adressées dans le cadre de cet incitant ;

¹ Les aspects liés à l'activation control de la mFRR qui sont introduits dans le nouveau design et qui nécessitent par conséquent un retour d'expérience après raccordement à MARI ne font pas partie de l'incitant

- pour ces sujets identifiés comme prioritaires, identification et analyse d'approches alternatives afin de faciliter la participation au marché et proposition de modification de l'approche, y compris les éventuelles conditions préalables à remplir avant la mise en œuvre.

Cette étude fera l'objet de workshops avec les acteurs de marché ainsi que d'une consultation publique après concertation avec la CREG.

4.1.2. Date de livraison et livrables

- au cours de l'année 2023 : workshop(s) pour assurer le suivi et l'alignement de cet incitant avec les acteurs de marché.
- septembre 2023 : date limite pour le lancement d'une consultation publique ;
- novembre 2023 : 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 2023 : date limite de dépôt à la CREG du rapport final comprenant des recommandations, le rapport de consultation, un plan d'implémentation le cas échéant et le compte-rendu du workshop susmentionné.

Montant associé: 500.000 €. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.1.3. Contexte et justification

4.1.3.1. Préqualification

Certains points potentiels d'améliorations ont été identifiés dans le processus de préqualification actuel (liste non exhaustive):

- Les utilisateurs du réseau qui changent de BSP doivent être soumis à nouveau processus de préqualification. Le temps associé à ce processus implique des pertes de rentrées pour l'utilisateur du réseau concerné, ce qui implique potentiellement des effets de verrouillage pour les utilisateurs du réseau qui envisageraient un changement de BSP pour valoriser leur flexibilité.
- Le processus de préqualification est conçu pour les moyens de balancing centralisés. Des adaptations pourraient s'avérer souhaitables pour les moyens de balancing décentralisés (à noter toutefois que le scope de l'incitant se limite à la HT et à la MT. La participation des moyens raccordés au réseau BT n'est pas incluse).
- Le processus de préqualification actuel n'est pas prévu pour des assets qui n'ont pas la possibilité de se rendre disponibles sur l'ensemble des CCTU.

4.1.3.2. Contrôle et pénalités

Le régime de contrôle et de pénalités actuel a été conçu lors de la roadmap 2020. Lors de cet exercice, un soin particulier a été mis dans l’alignement des principes et du dimensionnement des pénalités entre chaque produit, ce qui est essentiel pour limiter autant que possible la complexité.

Depuis l’entrée en vigueur des T&C correspondants, les acteurs de marché ont exprimé la demande de revoir certains mécanismes de contrôle et de pénalités des services concernés. Lors de l’établissement de la roadmap du programme EU balancing, visant à connecter Elia aux plateformes européennes MARI et PICASSO, la priorité a été assignée aux modifications nécessaires au raccordement aux plateformes. Par conséquent, la révision du régime de contrôle et de pénalités n’a pas été incluse dans le scope. Par ailleurs, la réflexion devant se mener de manière cohérente pour aFRR, mFRR et FCR pour les raisons mentionnées ci-dessus, il est important de l’organiser en dehors du processus du design d’un produit en particulier.

A noter que des réflexions sont en cours dans la coopération FCR pour harmoniser entre TSOs le contrôle et les pénalités, raison pour laquelle la FCR n’est pas explicitement repris dans le scope de l’incitant.

4.1.3.3. Contexte européen

Il est important de souligner que les Implementation Frameworks d’aFRR et de mFRR n’harmonisent entre TSO ni les conditions de préqualification, ni les régimes de contrôle et de pénalités. Cependant, ils prévoient les articles 16 respectifs un cadre pour poursuivre le travail d’harmonisation :

“(a) all TSOs shall continuously evaluate the terms and conditions for BSPs in order to identify harmonisation needs. A stakeholder survey shall be organised every year, with the first survey occurring during the first operational year of the aFRR(mFRR)-Platform. This survey shall support the identification by all TSOs of a short list of prioritised harmonisation needs with close involvement of all relevant regulatory authorities;

(g) all TSOs shall submit an amended aFRRIF (mFRRIF) including the common harmonisation proposal no later than 36 months after the aFRR(mFRR)-Platform becomes operational. The next aFRRIF (mFRRIF) amendment including the common harmonisation proposal shall be submitted no later than 36 months after the previous aFRRIF (mFRRIF) amendment.”

Compte tenu de ces éléments et du planning associé, les analyses réalisées dans le cadre de l’incitant permettront d’alimenter les discussions au niveau européen et, à condition que les sujets de l’incitant soient retenus pour faire partie de la prochaine vague d’harmonisation, d’y refléter les attentes des acteurs de marché belges.

4.2. ETUDE SUR LES POSSIBILITÉS ET ÉVENTUELLES ÉVOLUTIONS DE CORRECTION DU PÉRIMÈTRE DU BRP EN CAS D’ACTIVATION D’OFFRES D’ÉNERGIE POUR LA MFRR OU LE REDISPATCHING

La CREG accepte la proposition d’incitant formulée par Elia visant à réaliser une analyse approfondie de la manière dont le périmètre d’un BRP est corrigé en cas d’activation d’énergie (pour le redispatching ou pour la mFRR). L’incitant s’appuie sur les précédentes propositions de design d’Elia pour le redispatching (décrites dans la note de design 2017-2018 dans le cadre du projet iCAROS) et pour la mFRR (décrites dans la note de design 2021-2022 dans le cadre de la préparation des modifications à apporter à la mFRR (au niveau local et pour la connexion à la plateforme européenne) dans le courant de 2023). Le résultat de l’incitant se traduit par une proposition étayée et concrète sur

du design (adaptée ou non) de la correction du périmètre du BRP qui sera intégrée dans les contrats-types pour le SA (Scheduling Agent) et pour le BSP, y compris une proposition pour la mise en œuvre de ces modifications. La CREG est d'avis que cette analyse est pertinente et que l'impact des activations d'énergie sur le périmètre du BRP dans le futur doit être clarifié dès que possible afin de soutenir les évolutions futures du design et du marché. Par conséquent, la CREG adapte le calendrier de la proposition d'incitant afin de recevoir une proposition concrète, tant pour le design que pour la mise en œuvre correspondante, d'ici le 31 octobre 2023.

4.2.1. Description

Réalisation d'une étude sur les corrections de périmètre effectuées lors de l'activation des offres d'énergie mFRR et des offres d'énergie de redispatching dans le cadre des évolutions récentes et futures. L'étude comprend :

- a) un aperçu des différentes possibilités de correction du périmètre BRP et, le cas échéant, l'impact de ces corrections sur d'autres éléments de design ;
- b) une évaluation de chaque possibilité de correction du périmètre BRP sur la base de différents critères. Cette analyse tient compte, entre autres, des éléments suivants :
 - les possibilités de correction et leurs implications dans le cadre de la séparation des rôles de SA et de BRP en cas d'activation d'offres d'énergie de redispatching ;
 - l'impact sur les facteurs financiers pour la fourniture correcte de l'énergie de redispatching activée et/ou des offres mFRR. Cette analyse tient compte de la situation actuelle et des évolutions pertinentes (par exemple, dans le cadre de l'intégration des plates-formes d'équilibrage européennes) ;
 - l'impact sur l'allocation de la responsabilité d'équilibrage en cas de fourniture incorrecte des services activés ;
- c) une proposition des corrections de périmètre les plus appropriées (le cas échéant, différentes pour les activations mFRR et de redispatching) sur la base de l'analyse effectuée aux points a) et b) dans un contexte où le BRP et le SA peuvent être des parties différentes.
- d) une estimation de l'impact de la mise en œuvre, pour Elia et pour les acteurs du marché, des corrections de périmètre proposées au point c) et une description des conditions à respecter pour leur mise en œuvre.

4.2.2. Date de livraison et livrables

- au cours de l'année calendrier 2023 : un ou plusieurs workshop pour assurer le suivi de cet incitant par les différents acteurs concernés ;
- 1^{er} septembre 2023 : date limite pour le lancement de la consultation publique sur les points a), b) et c) de l'étude décrite ci-dessus après concertation avec la CREG ;
- 31 octobre 2023 : remise à la CREG des documents suivants :
 - un rapport de consultation ;

- le rapport final de l'étude mentionné dans la description, y compris une proposition de design motivée de modification (ou non) des corrections de périmètre actuellement appliquées pour les services mFRR et de redispatching ; une proposition de mise en œuvre motivée comprenant, le cas échéant, le calendrier d'introduction des nouvelles propositions de contrats-types concernés (pour le BRP et/ou le SA et/ou le BSP).

Montant associé: 350.000 €. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.2.3. Contexte et justification

- Actuellement, en cas d'activation des offres d'énergie mFRR ou de redispatching, Elia effectue une correction de périmètre avec le volume de flexibilité demandé (Ereq) pour les quarts d'heure où Elia a demandé l'activation. Ces corrections de périmètre suivent l'approche « par blocs ».
- Cependant, les propositions de design futurs entraîneront des modifications qui remettront en question l'applicabilité de la méthode actuelle de correction du périmètre. En effet, différentes parties pourront endosser les rôles de BRP, BSP et SA et les profils d'activation changeront, ce qui aura un impact possible sur les quarts d'heure précédant et suivant le quart d'heure d'activation demandé et entraînera une fourniture d'énergie différente de celle attendue selon l'approche par blocs.
- La correction du périmètre avec le volume de flexibilité commandé pourrait (à certains moments) constituer un incitant à ne pas fournir (entièrement) le service demandé. C'est particulièrement le cas lorsque la direction de l'activation demandée n'est pas conforme aux incitants donnés via le tarif de déséquilibre. Cela peut être le cas aujourd'hui pour certaines activations d'offres d'énergie de redispatching, notamment dans le cas où l'offre d'énergie de redispatching activée va dans l'autre direction que l'incitant et les activations pour le maintien de l'équilibre. Avec l'intégration des plateformes européennes pour l'activation des offres d'énergie mFRR, cela pourrait également devenir une possibilité pour les activations d'offres d'énergie mFRR à certains moments. Par conséquent, la question se pose de savoir si une correction du périmètre alternative (par exemple avec le volume de flexibilité fourni), complétée par des incitants supplémentaires dans le cadre du contrôle de l'activation, ne serait pas plus appropriée.
- Pour les services de redispatching, la dissociation prévue du SA et du BRP pourrait requérir une modification de la correction du périmètre actuellement appliquée. En effet, une correction du périmètre avec le volume de flexibilité demandé impliquerait qu'une fourniture incomplète d'une offre d'énergie de redispatching par le SA aurait un impact sur le déséquilibre du BRP (qui peut être une autre partie que le SA). Dans ce cadre, le projet iCAROS initial prévoyait de passer d'une correction du BRP avec le volume de flexibilité demandé à une correction du BRP avec le volume de flexibilité fourni. Tout cela dans le but de neutraliser l'impact possible sur le périmètre du BRP. Il convient néanmoins d'analyser attentivement d'importantes questions en suspens liées au design proposé en 2017. Certaines questions portent sur la responsabilité de l'équilibrage en cas de fourniture incomplète du service demandé (c'est-à-dire : quelle partie est responsable des déséquilibres causés par des activations incomplètes ? Comment les coûts liés à ces déséquilibres seraient-ils couverts ? Est-ce conforme au cadre réglementaire ?). En outre, la question se pose de savoir si une correction du périmètre avec le volume de flexibilité fourni serait suffisante pour neutraliser l'impact financier sur tous les acteurs du marché concernés.

- Avec les récentes modifications des profils pour l'activation d'énergie de redispatching et mFRR, les acteurs du marché et la CREG ont posé des questions sur l'approche par bloc actuellement appliquée pour les corrections du périmètre et plus particulièrement sur la nécessité de prendre en compte les périodes de ramping.
- Dans le contexte de ces différentes questions et évolutions, cette étude vise à réaliser une analyse holistique prenant en compte ces différents aspects afin de déterminer la conception la plus appropriée pour les corrections du périmètre à appliquer en cas d'activation des offres d'énergie mFRR et de redispatching.

4.3. MVAR SERVICE – REVIEW AND RECOMMENDATIONS FOR DESIGN OPTIMISATIONS

La CREG accepte la proposition de projet d'Elia qui vise à améliorer le service de maintien de la tension et de réglage de la puissance réactive (service MVAR). L'incitant s'appuie sur l'étude d'Elia de 2018 et sur l'expérience liée à la fourniture de ce service ces dernières années. Le résultat de l'incitant contient une liste de points à améliorer concernant des éléments de design et les solutions proposées pour la fourniture - tant obligatoire que volontaire - du service, une proposition de procédure d'achat pour les services offerts sur une base volontaire ainsi que des avis sur les composantes de la rémunération du service. La CREG estime que l'incitant permettra une analyse fouillée et une concertation approfondie avec les acteurs du marché afin de répondre aux différentes remarques exprimées dans le cadre des propositions de modification du contrat-type pour le VSP ainsi qu'une élaboration plus poussée de certains principes de l'étude 2018 pour une évolution future de la fourniture du service de puissance réactive.

4.3.1. Description

Le but de cet incitant est d'analyser comment le design du service de maintien de la tension et de réglage de la puissance réactive (service MVAR) peut être amélioré afin d'en minimiser le coût, et d'optimiser l'efficacité du service, les volumes pouvant être offerts et la rémunération. Cet incitant consistera en une analyse du service MVAR actuel et visera à déterminer quels aspects il est opportun de faire évoluer ou modifier. Il comprendra :

- l'identification , en concertation avec les acteurs de marché et la CREG, des éléments du design existant qu'il serait opportun d'améliorer sur la base du retour d'expérience du design actuel² (cette liste contiendra à tout le moins les modalités d'application des pénalités). Sur cette base, pour les éléments soulevés lors de la concertation susmentionnée, des adaptations seront proposées et discutées;
- sur la base d'un benchmark européen, une étude des composantes de la rémunération idéale qu'il serait opportun de prendre en compte dans une optique de rationalisation des coûts tant pour les coûts variables que les coûts fixes ;
- une analyse plus spécifique des améliorations de design potentielles qui pourraient faciliter la participation au service des unités ou volumes non obligatoires (ex : unités de consommation et/ou raccordées en distribution ou augmentation de bande technique au-

² Notamment sur base du retour d'expérience accumulé en Belgique durant l'implémentation et l'exécution du nouveau design en 2021 et 2022 mais aussi sur base d'autres constatations ou commentaires des acteurs de marché

delà des limites obligatoires pour les unités faisant l'objet d'une obligation de capacité de puissance réactive). Les aspects suivant pourraient en particulier être analysés :

- sur la base de la concertation avec les acteurs de marché mentionnée ci-dessus, une identification des évolutions de design du service qui peuvent faciliter la participation volontaire de certaines unités telles que les bancs de condensateurs et les unités de consommation (exemple : la mise en place de processus simplifiés pour la préqualification et la communication des consignes de puissance réactive...) ainsi que des ressources raccordées en distribution ;
- la procédure d'acquisition la plus adéquate pour faciliter la participation des unités dont la participation au service n'est pas obligatoire ;
- l'étude tiendra également compte du ratio entre d'une part les efforts d'implémentation des améliorations identifiées pour faciliter la participation volontaire, et d'autre part, les gains pour l'efficacité du service (par exemple en termes de capacités de réglage supplémentaires et du coût de leur mise à disposition pour le service MVAR).

4.3.2. Date de livraison et livrables :

- au cours de l'année 2023 : au minimum 2 workshops avec les acteurs de marché (raccordés aux réseaux de transport, de transport local et de distribution) pour (i) identifier les éléments de design prioritaires qu'il serait opportun d'améliorer et (ii) pour concerter les acteurs de marché sur les évolutions proposées.
- 30 septembre 2023 : date limite pour le lancement d'une consultation publique concernant l'étude ;
- 23 décembre 2023 : soumission à la CREG de l'étude ci-dessus adaptée en fonction des commentaires résultant de la consultation publique ainsi que d'un rapport de consultation. Dans le cas où l'étude recommande l'implémentation d'améliorations pour le service de maintien de la tension et de réglage de la puissance réactive, soumission à la CREG d'une proposition de plan d'implémentation de ces adaptations.

Montant associé : 500.000 €. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG

4.3.3. Contexte et justification

Le service de maintien de la tension et de réglage de la puissance réactive a fait l'objet d'une révision lors d'une étude réalisée par Elia en 2018. Cette étude a notamment démontré qu'un changement de l'organisation générale du service était nécessaire et a proposé une évolution du mécanisme de d'achat du service passant d'un mécanisme de participation volontaire uniquement via un appel d'offre à prix libre (sujet à une analyse du caractère raisonnable par le régulateur et limitation par arrêté royal) à un mécanisme de participation obligatoire pour certaines unités³, volontaire pour le reste, via des contrats standards basés sur un ou des prix régulé(s) définis en avance⁴.

³ Sur base de leur capacité définie dans la réglementation européenne (RfG) et belge (RTF, General Requirements)

⁴ A l'heure actuelle la vision recommandée en 2018 n'a pas complètement été implémentée en conformité avec le cadre légal actuel

Cette étude est l'opportunité de s'interroger sur base du retour d'expérience du design actuel et en concertation avec les acteurs de marché et la CREG, sur les éléments de design pour lesquels il serait intéressant de chercher des améliorations afin d'optimiser l'efficacité du service, les volumes pouvant être offerts et la rémunération.

4.4. CARTES DE CAPACITÉS D'ACCUEIL DE RACCORDEMENT DE PRODUCTION, CONSOMMATION ET STOCKAGE

La CREG accepte la proposition d'Elia qui vise à faciliter les demandes de raccordement de nouvelles unités de production, de consommation ou de stockage en publiant régulièrement la capacité d'accueil du réseau. Cela permettra de communiquer auprès des utilisateurs du réseau, de manière transparente, les points de raccordement potentiellement disponibles et par la négative, les points de raccordement pour lesquels une demande préalable est à prévoir.

4.4.1. Description

Le but de cet incitant est de développer des outils et de les configurer correctement afin de pouvoir publier régulièrement la capacité du réseau à accueillir, pour un horizon donné, le raccordement de nouvelles unités de production, de consommation ou d'unités de stockage tout en respectant les critères de raccordement au réseau. Une première publication devra être proposée en 2023.

L'objectif d'une telle publication est de proactivement supporter l'évolution du mix énergétique belge ainsi que l'électrification de la consommation en communiquant, de manière transparente, les points de raccordement potentiellement disponibles pour des raccordements et par la négative, les points de raccordement pour lesquels une anticipation de demande est à prévoir afin que le renforcement du réseau puisse avoir lieu avant la mise en service de ce raccordement.

Cet incitant sera divisé en deux parties :

- 1) une première partie consistant à clarifier avec les parties externes concernées des hypothèses les plus adéquates pour cette détermination:
 - clarifier la référence de réseau considérée (infrastructure de référence, possibilité de renforcement dans un temps limité (par exemple ajout d'une travée de raccordement dans un poste) et année(s)) ;
 - clarifier la couverture visée (réseau fédéral, régional, raccordement en moyenne tension) ;
 - clarifier la référence à prendre en compte pour le mix énergétique considéré (capacité au-delà de la puissance réservée, capacité synchrone ou asynchrone des puissances pouvant être raccordée, ... ;
 - clarifier les hypothèses sur la capacité proposée (permanente ou flexible, contraintes additionnelles possibles en période de coupure planifiée d'ouvrage de réseau, ...) ;
 - clarifier les contraintes réseau prises en compte (capacité thermique des éléments du réseau, tension, courant de court , ...) pour une installation standard respectant les prescriptions techniques (contribution en courant de court-circuit, échange de puissance réactive avec le réseau, ...) ;

- synthèse et validation des hypothèses pouvant être prises en compte pour une première publication en 2023 et des hypothèses nécessitant des analyses plus poussées, hors scope d'une telle publication, et réalisées dans le cadre d'études d'orientation. Il est attendu que seule la capacité qui assure la sécurité en N-1, en absence de coupure planifiée, sur quelques horizons temporels (e.g. 2025 et 2030) et sans alternative de renforcement de l'infrastructure de réseau, pourra réalistement être déterminée.
- 2) En accord avec les hypothèses validées lors de la première partie, des développements informatiques permettant un calcul semi-automatique des possibilités de raccordement seront réalisées et une publication sera proposée.
- la publication, des cartes de capacités de raccordement de production, consommation et stockage, pourra être intégrée sur le site Web d'Elia ;
 - une séance de présentation externe de cette publication sera réalisée.

4.4.1.1. Date de livraison et livrables

- au premier semestre 2023 : un ou plusieurs workshops seront réalisés afin de clarifier l'objectif de la publication des cartes de capacités de raccordement de production, consommation et stockage et d'en valider les hypothèses ;
- fin Q3 2023 : un outil sera développé et de premiers résultats « drafts » pourront être discutés avec la CREG ;
- fin Q4 2023 : la publication des cartes de capacités de raccordement de production, consommation et stockage et l'organisation d'une séance d'information publique.

Montant associé : 300.000 €. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG, et en particulier :

- la publication d'un compte-rendu résumant les présentations et les échanges qui auront lieu lors du ou des workshop(s);
- la publication d'un rapport résumant les hypothèses retenues suite au(x) workshop(s) et identifiant clairement les différentes cartes qui seront développées et publiées sur le site Web d'Elia;
- la publication d'un rapport expliquant le fonctionnement de l'outil développé par Elia pour calculer de manière semi-automatique les possibilités de raccordement.

4.4.2. **Contexte et justification**

Le réseau électrique est développé afin de faciliter les objectifs belges d'évolution du mix énergétique, de faciliter le couplage des marchés et de permettre le raccordement des utilisateurs de réseau (consommateurs, producteurs ou unité de stockage) qui en manifestent la demande de la manière la plus économique possible. Afin d'éviter des investissements non-valorisés, la marge disponible dans le réseau pour le raccordement d'utilisateurs de réseau est créée de manière opportuniste, à l'occasion de travaux réalisés à la fin de vie d'éléments du réseau existants ou permettant l'augmentation des capacités de marché ou réalisés dans le cadre du raccordement d'autres utilisateurs de réseau.

Cette marge, souvent appelée capacité d'accueil, n'est pas connue du grand public ce qui ne facilite pas les demandes de raccordements. Certains utilisateurs de réseau sont disposés à réaliser leurs projets là où de la capacité est disponible à court terme alors que d'autres utilisateurs préféreraient commencer les démarches de demande de raccordement plus tôt afin de disposer à un endroit bien précis d'une capacité disponible dans le bon timing.

Durant les 10 dernières années, la majorité des demandes de raccordement était orientée vers le raccordement d'unités de productions décentralisées. Cependant, depuis quelques années, le raccordement d'unité de stockage et de consommateurs souhaitant électrifier leurs processus est en nette augmentation et cette évolution devrait rester structurellement présente si la Belgique veut réussir sa transition énergétique.

Il paraît donc important qu'Elia facilite le raccordement de ces nouveaux usages d'énergie électrique sans pour autant induire des coûts importants d'anticipation d'investissements pour la société. Une communication efficace des possibilités et limitations du réseau électrique paraît donc une bonne approche.

4.5. COST BENEFIT ANALYSIS ON REQUIREMENTS FOR GENERATORS APPLICABLE ON EXISTING AND NEW GENERATING UNITS BETWEEN 1 AND 25 MW

La CREG accepte la proposition d'incitant formulée par Elia relative à la réalisation d'une analyse coûts-bénéfices pour la modernisation substantielle des unités de production d'électricité d'une capacité installée égale ou supérieure à 1 MW mais inférieure à 25 MW. L'incitant vise à répertorier ces unités de production d'électricité et à estimer leur impact sur le réseau en se demandant si, en cas de modernisation des unités de production d'électricité existantes, le système gagnerait à imposer les mêmes exigences que celles des nouvelles unités de production d'électricité. Les exigences techniques applicables aux unités de production d'électricité découlant du code de réseau européen RfG prévoient en effet des caractéristiques qui peuvent aider à exploiter le réseau en toute sécurité et à garantir l'équilibre du système.

4.5.1. Description

L'objectif de cet incitant est de réaliser une analyse de type coût-bénéfice sur l'opportunité d'appliquer, aux unités de production d'électricité considérées comme existantes d'une puissance installée comprise entre 1 et 25 MW (non compris) et raccordées au réseau de transport ou de transport local, une ou plusieurs prescriptions actuellement uniquement applicables aux nouvelles unités de production d'électricité de type B. Les prescriptions à évaluer sont les prescriptions applicables aux nouvelles unités de production d'électricité de type B (PPM et SPGM) reprises dans le document « Exigences d'application générale du NC RfG », en vertu de l'Article 7(4) du règlement (UE) 2016/631 de la Commission européenne du 14 avril établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (ci-après : NC RfG).

L'analyse coût-bénéfice évaluera, pour un ensemble de prescriptions données applicables aux nouvelles unités de production d'électricité de type B, d'une part les bénéfices pour le réseau de transport d'appliquer une ou plusieurs de ces prescriptions aux unités de production d'électricité existantes d'une puissance entre 1 et 25 MW raccordées au réseau de transport et d'autre part les coûts associés à l'application de ces prescriptions qui incomberaient aux propriétaires de ces installations de production d'électricité existantes.

Cet incitant sera divisé en 5 phases :

1) Phase 1 : Préparation

Dans cette première phase, Elia réalisera, pour les unités raccordées au réseau de transport :

- un inventaire détaillé des unités de production d'une puissance comprise entre 1 et 25 MW (non compris). L'inventaire comprendra les catégories suivantes et permettra un classement par : puissance installée, niveau de tension, technologie, unité considérée comme existante (au sens des différentes législations applicables) ou nouvelle, (et tout autre critère pertinent pour l'analyse);
- une comparaison pour les unités de production d'électricité d'une puissance entre 1 et 25 MW (non inclus) entre les prescriptions applicables d'une part aux unités de production d'électricité considérées comme existantes et d'autre part aux unités de production d'électricité considérées comme nouvelles;
- une première évaluation des différentes prescriptions en termes de gain pour le réseau (bénéfices à définir) et de leur importance;
- une proposition de prescriptions à étudier via une analyse coût-bénéfice;
- une proposition de canevas pour l'inventaire des coûts et l'évaluation des bénéfices.

2) Phase 2 : Evaluation avec les acteurs de marché

Elia entamera un trajet de discussions avec les acteurs de marché qui portera sur :

- les prescriptions identifiées dans la phase préparatoire;
- la méthodologie envisagée pour l'analyse coût-bénéfice;
- la méthodologie d'évaluation des coûts associés à l'application de ces prescriptions qui incomberaient aux propriétaires de ces installations de production d'électricité existantes et la collecte des données relatives à ces coûts.

3) Phase 3 : Collecte de données et analyse coût-bénéfice

Dans cette phase Elia :

- collectera en collaboration avec les acteurs de marché les données des coûts associés à l'application de ces prescriptions qui incomberaient aux propriétaires de ces installations de production d'électricité existantes;
- évaluera, pour un ensemble de prescriptions sélectionnées, les bénéfices pour le réseau de transport d'appliquer ces prescriptions aux unités de production d'électricité existantes d'une puissance entre 1 et 25 MW.

4) Phase 4 : Lancement d'une consultation publique

Dans cette phase, Elia lancera une consultation publique d'une durée minimale d'un mois compilant les résultats des trois premières phases

5) Phase 5 : Rapport final et recommandation

Elia rassemblera dans un rapport final les conclusions des différentes phases ainsi que les conclusions de la consultation publique. Sur cette base, Elia formulera des recommandations.

4.5.2. Date de livraison et livrables:

- Premier trimestre 2023 : Elia réalisera la phase préparatoire (Phase 1) et livrera pour la fin mars à la CREG un rapport préparatoire
- Pour fin avril 2023, Elia et la CREG se seront mis d'accord sur les prescriptions à prendre en compte pour les phases suivantes
- Deuxième et troisième trimestre 2023 : workshops et discussions avec les acteurs de marché pour la mise en oeuvre des phases 2 et 3
- 30 septembre 2023 : date limite pour le lancement de la consultation publique
- Quatrième trimestre 2023 : rédaction des documents prévus lors de la phase 5
- 23 décembre 2023 : remise du rapport à la CREG comportant des recommandations.

Montant associé: 350.000 €. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.5.3. Contexte et justification

Suite à l'adoption du Troisième Paquet Energie, différents codes de réseau ont rédigés (NC RfG, NC DCC, NC HVDC). Ces codes ont pour but d'une part de créer des conditions de concurrence homogène entre les Etats membres de l'Union européenne et d'autre part d'assurer une plus grande robustesse des réseaux électriques en définissant des critères de raccordement à ces réseaux qui tiennent compte des évolutions du paysage énergétique.

Le règlement (UE) 2016/631 de la Commission européenne du 14 avril établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (NC RfG) définit les exigences pour le raccordement des nouvelles installations de production d'électricité. Au niveau belge fédéral, ces exigences sont détaillées dans l'arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci du 22 avril 2019 (Partie 3, Livre 1, Titre 4). Au niveau belge régional, le document « Exigences d'application générale du NC RfG », en vertu de l'Article 7(4) NC RfG détaille les prescriptions à appliquer.

Bien que les exigences reprises dans le NC RfG soient applicables aux nouvelles installations de production d'électricité, l'article 4 du NC RfG définit le cadre de l'application de ces exigences aux installations de production d'électricité considérées comme existantes. En effet,

- l'article 4.1 prévoit l'application de toutes ou d'une partie des exigences du NC RfG aux installations de production d'électricité considérées comme existantes soit en cas de modernisation substantielle (art. 4.1, a) pour les unités de type C et D soit lorsque l'autorité de régulation ou un état membre décide d'appliquer, sur proposition du GRT, certaines exigences du NC code RfG à une unité de production d'électricité existante (4.1, b) après réalisation d'une analyse coût-bénéfice

- l'article 4.3 permet au GRT de proposer à l'autorité de régulation compétente l'application de toutes ou d'une partie des exigences du NC RfG à un ensemble d'unités de production d'électricité existantes également après réalisation d'une analyse coût-bénéfice.

Les articles 4.3, 4.4, 38 et 39 du NC RfG précisent la façon dont l'analyse coût-bénéfice doit être réalisée.

Cette analyse de type coût-bénéfice permettra, dans le futur, de servir de base objective pour les décisions du régulateur portant, pour les unités de production d'électricité existantes d'une puissance installée comprise entre 1 et 25 MW (non compris), sur :

- l'application des articles 4.1, b) et 4.3 du NC RfG
- une possible prolongation de la dérogation existante à l'application du principe de modernisation substantielle aux unités de production d'électricité considérées comme existantes, d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV (qui sont par définition considérées comme type D).

4.6. IMPLÉMENTATION D'UNE SOLUTION POUR LE TRANSFERT D'ÉNERGIE (TOE) EN AFRR BASÉE SUR L'UTILISATION D'ÉCHANGE DE BLOCS D'ÉNERGIE (EXCHANGE OF ENERGY BLOCKS – EOEB)

4.6.1. Analyse de la proposition d'Elia

L'incitant proposé prévoit une solution basée sur l'échange de blocs d'énergie (ci-après : « EoEB ») à mettre en œuvre, dans le cadre du service aFRR, dans le but de permettre la valorisation de la flexibilité par un BSP indépendant (vis-à-vis d'un fournisseur). Par cette mise en œuvre, Elia veut tester la solution sous le couvert du régime opt-out. En cas de succès, la solution pourra être étendue à d'autres services d'équilibrage et niveaux de tension. Parallèlement à la mise en œuvre, les règles de transfert d'énergie seront adaptées. Selon Elia, la valeur ajoutée de cette solution permettrait à de nouveaux acteurs de participer aux marchés de l'énergie d'équilibrage.

La CREG reconnaît les ambitions d'Elia de faciliter la participation de ressources d'équilibrage au niveau de la basse tension sous l'intitulé « Consumer Centricity ». La CREG reconnaît également la complexité du régime ToE prévu dans les règles de transfert d'énergie. Cette complexité résulte de la volonté des acteurs du marché de traiter comme confidentiels les volumes de flexibilité activés par point de fourniture, d'une part, et le prix dans le contrat du fournisseur, d'autre part, dans le cadre du transfert d'énergie. En outre, la CREG reconnaît que les exigences de communication du régime ToE ne sont pas facilement transposables aux unités fournissant des réserves qui sont constituées de ressources d'équilibrage dont la capacité est plus de l'ordre du kilowatt que du mégawatt.

La CREG dispose de peu d'informations détaillées sur lesquelles elle peut se baser pour évaluer si et dans quelle mesure le développement d'une plateforme EoEB permettrait de résoudre la complexité décrite ci-dessus. Sur la base des informations partagées par Elia lors de workshops pertinents, la plateforme EoEB peut être utilisée pour des échanges d'énergie entre acteurs marché (peer-to-peer), autorise plusieurs fournisseurs par point d'accès et permet la valorisation de la flexibilité par des agrégateurs indépendants.

La plateforme EoEB fait partie d'un modèle proposé par Elia pour faciliter le transfert d'énergie (ci-après : « le modèle ToE proposé »). Le modèle de ToE proposé requiert, tout comme le régime ToE, un échange, par ressource d'équilibrage et ressource participant au DA/ID, de données de mesure individuelles et un référentiel à l'intention du gestionnaire de réseau concerné. Comme dans le régime ToE, le gestionnaire de réseau effectue de manière centralisée les calculs nécessaires pour déterminer les volumes de flexibilité activés et l'adaptation de la position de déséquilibre des BRP. Comme dans le régime ToE, le gestionnaire de réseau communique les volumes de flexibilité activés au BSP et au fournisseur. En termes de complexité et de transposabilité des échanges de données, le modèle ToE proposé ne semble pas constituer une évolution par rapport au régime ToE existant : la correction locale semble également être effectuée de manière centralisée par le gestionnaire de réseau, au lieu d'être effectivement locale, sans devoir procéder à des échanges de données. Au contraire, l'échange de données augmente parce que le modèle ToE proposé est également utilisé lorsque le régime ToE ne s'applique pas (c'est-à-dire le régime opt-out existant).

La CREG déduit également des informations partagées par Elia au cours des différents workshops que le modèle ToE proposé rend inutile toute négociation entre le FSP et le fournisseur. La CREG reconnaît que ces négociations requièrent beaucoup de ressources pour tous les acteurs du marché concernés, mais note que cette exigence est une condition préalable à l'application du régime ToE, étant donné que le régime ToE est un mécanisme de résolution des conflits et non un modèle cible. Avec le modèle ToE proposé, Elia change le rôle du régime de ToE en un modèle standard applicable à tous les opérateurs de services de flexibilité (ci-après : « FSP ») et les fournisseurs. La CREG reconnaît que cela réduit le besoin de négociations, mais note, d'une part, que la liberté des acteurs du marché d'appliquer des modèles plus simples, tels que le régime opt-out existant sans échange de données avec les gestionnaires de réseau en matière de transfert d'énergie, est également réduite.

D'autre part, la CREG constate que d'autres modalités, telles que le prix du transfert d'énergie, ne sont plus négociables et que, par conséquent, la confidentialité qui était une exigence forte lors de la mise en œuvre des règles de transfert d'énergie, tant par les fournisseurs que par les FSP, n'est plus nécessairement garantie. En effet, pour une facturation correcte entre le BRP/fournisseur et le client final, le BRP/fournisseur doit recevoir des données de mesure individuelles par client final. Le fait que les données de mesure individuelles aient déjà été corrigées par un SO ne garantit pas la confidentialité. La confidentialité n'est garantie que par l'agrégation des données par BRP, ce qui nécessite à nouveau un accord sur le prix de transfert de l'énergie entre le FSP et le BRP/fournisseur.

La CREG note également que le modèle ToE proposé ne nécessite pas nécessairement le développement d'une plateforme EoEB. En effet, l'échange de données requis dans le modèle fonctionne exactement comme l'échange de données requis dans le régime ToE, dont les développements informatiques ont déjà été effectués. La CREG ne voit donc pas clairement pourquoi les nouveaux développements informatiques sont nécessaires pour permettre le transfert d'énergie dans le modèle ToE proposé. Pour la CREG, une adaptation des règles de transfert d'énergie semble a priori suffisante pour mettre en œuvre les changements cités ci-dessus, par exemple en définissant un régime supplémentaire qui assouplit l'exigence de confidentialité dans le régime ToE.

Enfin, la CREG dispose de peu ou pas d'informations sur l'utilisation des données du client final après communication aux SO. La communication de la flexibilité activée faite de service à l'égard d'un gestionnaire de réseau soulève également des questions de pertinence et de rentabilité.

Pour les raisons susmentionnées, la CREG conclut que le développement d'une plateforme EoEB n'est pas nécessaire pour permettre le transfert d'énergie pour le service aFRR. En effet, les exigences de communication et le fonctionnement général du modèle ToE proposé semblent être les mêmes que ceux du régime ToE. Les deux modèles diffèrent en termes de confidentialité concernant la flexibilité valorisée individuellement par client par un FSP au BRP/fournisseur, alors que le régime ToE garantit cette confidentialité et nécessite par conséquent une négociation entre le FSP et le BRP/fournisseur concernant le prix du transfert d'énergie.

La CREG se demande donc pourquoi le régime ToE pour la participation au service aFRR ne peut pas être mis en œuvre immédiatement. La mise en œuvre du régime ToE pour la participation au service aFRR nécessite, sur la base des informations disponibles, les mêmes développements que pour le modèle de ToE proposé. Les développements informatiques existants peuvent également être utilisés. L'application du transfert d'énergie pour la participation au service aFRR est une solution sans regret puisque, dans une prochaine étape, le régime ToE pourrait éventuellement être complété par un régime assouplissant les exigences de confidentialité, après consultation du marché et sans qu'aucune mise en œuvre supplémentaire ne soit nécessaire.

Des moyens financiers ont déjà été mis à la disposition d'Elia dans le cadre d'un incitant discrétionnaire en 2018 pour évaluer la faisabilité de la mise en œuvre du régime ToE sur le marché aFRR. A cette occasion, Elia a déjà examiné les aspects opérationnels de cette mise en œuvre et a conclu à sa faisabilité. La CREG estime donc qu'aucun incitant supplémentaire n'est pas nécessaire pour la mise en œuvre du régime ToE sur le marché aFRR tel que prévu par la loi électricité.

4.7. PRÉDICTION DES « DETERMINISTIC FREQUENCY DEVIATION » (DFD) ET DE LA CONTRIBUTION D'ELIA

La proposition d'incitant comprend le développement d'une solution consistant en l'activation proactive de mFRR et/ou en l'adaptation de l'output du contrôleur LFC sur la base de la prévision du déséquilibre européen lors du changement de MTU et sur la base de la prévision de la contribution de la zone LFC d'Elia par rapport aux critères définis au niveau ENTSO-E. L'objectif est de réduire la contribution de la zone LFC d'Elia aux DfD.

La CREG fait remarquer que le contenu de cet incitant est axé sur le développement d'une solution pour prédire la contribution de la zone Elia aux DfD. L'action corrective en elle-même (c'est-à-dire l'adaptation de l'output du contrôleur LFC et/ou l'activation proactive de mFRR) ne semble pas être proposée par la solution. L'incitant se limite à l'élaboration de principes. La CREG est d'avis qu'en plus de la prévision, la solution devrait également pouvoir proposer une recommandation au dispatcher pour limiter au mieux la contribution aux DfD à un niveau acceptable. Cette recommandation porte sur le type de mesure compensatoire (adaptation du contrôleur LFC ou activation proactive de mFRR), mais aussi sur les volumes à activer, le moment où la mesure compensatoire doit être activée, etc.

En conséquence, la CREG adapte le périmètre de la proposition d'incitant afin de mieux refléter ce qui précède dans le texte.

4.7.1. Description

La fréquence et l'amplitude dans les anomalies déterministes de fréquence ("DFD") observées dans la zone synchrone Europe continentale reste encore très élevé; et la contribution de la zone de contrôle d'Elia même avec les mesures déjà appliquées tel que le MTU de 15 minutes sur le marché infrajournalier transfrontalier, continue à dépasser régulièrement encore les limites de qualité appliquées au niveau Européen.

En référence à l'étude sur les DFDs réalisées en 2019, si aucune mesure n'est prise en Europe continentale pour stopper l'aggravation du problème des DFDs, il en résulterait les risques suivants (i) surcharge des lignes à haute tension lors des changements d'heure (ii) utilisation des FCR à d'autres fins (c.-à-d. DFD) que celles auxquelles ils sont normalement destinés (stabilisation de la fréquence après un incident), d'où l'impossibilité de stabiliser la fréquence lorsque les deux événements se produisent simultanément (iii) réaction plus lente du système aux variations de fréquence pendant le DFD, d'où un risque accru de déconnexion des unités de production.

Afin de garantir une fréquence adéquate (régulation) à tout moment, de nouveaux critères de qualité plus stricts sont convenus dans le cadre de la coopération opérationnelle entre les opérateurs de réseau en Europe continentale, que chaque opérateur de réseau doit respecter et qui tiennent mieux compte de la question du DFD.

Par conséquent, suite aux nombres de cas de DFDs qui ne diminuent pas encore assez, et étant donné le temps nécessaire au marché pour intégrer de manière significative les MTU de 15 minutes au niveau du marché intrajournalier transfrontalier, Elia propose de développer, sur base de l'étude de 2019 (analysant la problématique des DFDs), une solution complémentaire qui consistera à activer pro-activement du mFRR et/ou à adapter le réglage de la sortie du LFC sur base d'algorithmes

- de prédiction du déséquilibre du système européen au changement de MTU
- et de prédiction de la contribution de la zone Elia au-delà des critères ENTSO-e pendant la MTU suivante,

afin de diminuer la contribution de la zone de réglage belge aux DFDs européens.

L'objectif principal étant qu'en l'absence de mesures convaincantes et efficaces, Elia ne doit pas contracter davantage de réserve (FCR, aFRR) pour couvrir spécifiquement le déficit de qualité par rapport aux DFDs.

La première partie de l'incitant consiste à sélectionner un modèle de gestion de données (type machine learning, modèle de régression logistique, neural network, Support Vector Machine...) qui permettra de prédire les DFDs et la contribution⁵ de la zone Elia par rapport aux critères ENTSOe (variable chaque année) et qui proposera la mesure optimale à prendre (moyen, modalités d'activation,...) afin de diminuer efficacement et de manière économique cette contribution à une valeur acceptable.

Lors de cette partie Elia comparera les modèles, à partir de données historiques retenus grâce à une corrélation statistique, sur base du degré de précision de leurs prédictions et de leur performance. Au terme de cette phase, Elia sélectionnera le modèle le plus performant et les données les plus pertinentes, l'évaluera sur base d'une comparaison explicite basée notamment sur des indicateurs statistiques et décrira alors les caractéristiques du modèle en termes des performances requises.

La deuxième partie de l'incitant vise à implémenter l'unique modèle sélectionné par Elia en mode expérimental en vue de confirmer les performances de ce modèle lors de situations spécifiques⁶, élaborer les principes d'activation du produit pertinent afin d'en maximiser son usage à des fins de réduction des DFDs et d'effectuer une phase de test (parallel run, si cela est pertinent) sur des données temps réel en mettant l'outil à disposition pour les équipes opérationnelles

La troisième et dernière partie consiste à fournir des recommandations et, moyennant des résultats positifs, un plan d'implémentation pour une utilisation systématique et un monitoring de nos performances.

⁵ Actuellement, la contribution maximale est fixée à 217MW

⁶ Il va de soi qu'Elia ne peut nullement être tenu pour responsable des conditions rencontrées pour tester le modèle et fera donc avec les situations temps réels qui se produisent durant le parallel run

4.7.2. Date de livraison et livrables

- 3 février 2023 : Finalisation des jeux de données sélectionnés et des limites des modèles testés (modèle de machine learning régression logistique, Neural Network & Support Vector Machine) selon l'approche décrite en Annexe 1.
- 1 septembre 2023 : Consultation d'un projet de rapport de l'étude reprenant
 - une description de la méthode utilisée pour sélectionner les jeux de données, des modèles comparés (voir Annex1, une justification de la sélection du modèle implémenté sur base des indicateurs statistiques (et autres) quant aux avantages et inconvénients des différents modèles).
 - une analyse de résultats de la comparaison en termes de robustesse et en fonction des différentes situations
 - une proposition de publication dans le format et horizon de temps les plus adéquats
 - des recommandations en termes d'implémentation (de l'outil) si résultats positifs
- 22 décembre 2023 : Rapport final (incluant les résultats des tests – minimum 1 mois) et le cas échéant, plan d'implémentation

Montant associé: 500.000 €. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.7.3. Contexte et justification

L'objectif de cette étude est d'analyser en détail comment mettre en place un outil de prévision des DFDs et de la contribution d'Elia en lien avec le critère ENTSOe de manière fiable, « cost-efficient » et qui permettrait aux dispatchers d'avoir à leur disposition un indicateur pour activer du mFRR et/ou adapter le réglage de la sortie du LFC dans le cadre de l'équilibrage du système au moment des DFDs.

4.7.4. Annexe

Cette annexe décrit la manière dont Elia prévoit d'incorporer certaines recommandations fournies par la CREG (concernant le processus de data mining), sachant que certaines de ces recommandations ont déjà été prises en compte dans certains projets précédents mais surtout dans les limites des possibilités techniques notamment concernant la puissance de calcul à disposition.

Tenant compte des différents points évoqués par la CREG par le passé, les paragraphes suivants décrivent la façon dont Elia compte continuer l'étude data mining dans ce domaine.

- 1) Le modèle utilisera environ une vingtaine de variables indépendantes pour réaliser ces prédictions.

Note : Dans le cas d'un modèle autorégressif, qui regarde jusqu'à Xqh dans le passé, certaines de ces variables seraient utilisées simultanément à des moments différents. Dans d'autres termes, la prédiction du DfD ou de la contribution d'Elia au moment T0 peut utiliser la valeur des variables de T-X à T-1.

Dans le cadre de l'utilisation d'autres familles de modèles, nous pouvons utiliser comme features ces valeurs des variables évaluées à des moments différents, de façon à capturer la nature autorégressive, pouvant ainsi multiplier par X le nombre de features. Bien évidemment toutes ces features ne seraient pas systématiquement utilisées, ce serait en fonction de leur pertinence vis-à-vis de la variable dépendante (cf. point 3).

- 2) Lors de la construction d'un modèle de prédiction, il est rare que toutes les variables de l'ensemble de données sélectionnés initialement soient utiles pour la construction du modèle. Par ailleurs, l'ajout de variables redondantes réduit la capacité de généralisation du modèle et peut également réduire la précision globale du classificateur tout en augmentant la complexité globale. Donc un exercice de "feature selection" sur base supervisé et non-supervisé sera effectué pour trouver le meilleur ensemble de données permettant de construire notre modèle.
- 3) Jusqu'à aujourd'hui, nous avons été confrontés à des problèmes de valeurs manquantes en temps réel. Comme pour les précédents projets, nous prévoyons l'utilisation de méthodes d'imputation de variables manquantes. Suivant les recommandations émises par la CREG dans le cadre de l'incitant RT DGO Allocation de 2019. Le cas échéant et dans les limites des capacités de calcul à notre disposition nous pourrions utiliser la méthode MICE (Multivariate Imputation by Chained Equations).

Concernant la transformation et création de nouvelles variables, parmi la vingtaine de variables mentionnées au point 1, il y en a certaines qui sont des transformations obtenues avec des variables de base. Nous pouvons explorer cette possibilité avec les modèles basés sur des réseaux de neurones artificiels, en utilisant des fonctions d'activation différentes pour la couche d'entrée du réseau.

- 4) Le projet séparera le jeu de test et le jeu de training de données. En effet, dans le cadre d'un modèle prédictif de série temporelle, nous entraînons le modèle avec des données qui précèdent les données de test. De cette façon, le modèle est entraîné et validé dans des conditions proches des conditions d'utilisation. Afin de valider la consistance des performances obtenues, nous pouvons répéter cette séquence d'entraînement et de test sur différentes périodes temporelles, de façon similaire à une approche de type « k-fold cross-validation » mais adaptée à la prédiction de séries temporelles.
- 5) Nous pouvons utiliser la corrélation entre la variable dépendante et les variables indépendantes, sur le jeu de training pour effectuer une sélection de variables. Pour réduire la multi-colinéarité des variables indépendantes (tout comme la dimensionnalité du modèle), nous pouvons aussi procéder à une décomposition en composantes principales (PCA), ou à une Recursive Feature Extraction (RFE) et ne retenir qu'un nombre limité de ces composantes pour limiter la complexité et le risque d'overfitting.
- 6) En termes de comparaison des différentes familles de modèles:
 - a) Nous pouvons comparer 3 modèles : un modèle de régression logistique, un modèle basé sur des réseaux de neurones artificiels (ANN) et un modèle basé sur du Support Vector Machine (SVM), tout en remarquant que ce dernier modèle présente un risque de tomber dans du sur apprentissage.
 - b) Nous allons évaluer les performances obtenues avec un modèle basé sur un réseau de neurones artificiels ANN et un modèle basé sur du Support Vector Machine (SVM)

- i. En ce qui concerne un modèle sur base d'un réseau de neurones artificiels (ANN), nous proposons de nous limiter à un réseau à 3 couches : couche d'entrée, 1 couche cachée et couche de sortie. Ce réseau de neurones relativement simple permettrait déjà de capturer des effets non-linéaires et interactions entre variables que le modèle régression ne capture pas. La couche d'entrée pourrait effectuer les transformations, y compris non-linéaires, de variables (cf. point 2) et la couche cachée pourrait identifier les interactions entre variables. A noter que pour maîtriser le temps de calcul nécessaire à calculer les paramètres optimaux de l'ANN, nous devons éventuellement réduire le nombre de features dans ce modèle, autrement la couche d'entrée et la couche cachée pourraient déjà avoir un nombre assez élevé de neurones (TBC – 2000 neurones) ce qui rendrait l'espace de recherche pour l'apprentissage assez conséquent. Un autre type d'ANN qui serait envisageable est un réseau de type Long-short term memory (LSTM), qui pourrait capturer des effets autorégressifs non-linéaires au niveau du DFD.
- ii. Pour les modèles de type SVM, nous allons utiliser les modèles spécialisés dans la régression, des modèles de la famille SVR (Support Vector Regression). Ici aussi, nous devons éventuellement limiter le nombre de features dans le modèle, de façon à garder un temps d'apprentissage raisonnable.

Tous ces modèles seront entraînés suivant des procédures similaires à du « k-fold cross-validation », mais adaptées à la prédiction de séries temporelles (training set devant être chronologiquement avant le test set) sur le training set. Ensuite la performance de ces modèles sera mesurée sur l'ensemble d'une période de test. Etant donné que tous ces modèles fournissent une prédiction d'une variable dépendante continue, le DFD, la performance sera mesurée en utilisant des indicateurs statistiques tels que le R2, MAE, RMSE, P99 de l'erreur, erreur max, précision et recall... De notre point de vue, la combinaison de plusieurs indicateurs est pertinente afin d'évaluer les avantages et inconvénients de chaque modelé (biais ou variance, erreur moyenne ou erreurs extrêmes...)



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 de liste de projets prioritaires pour l'année 2023 dans le cadre des incitants d'équilibrage