

Décision

(B)658E/84
12 octobre 2023

Décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2024 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)220630-CDC-1109/11 de la CREG du 20 juin 2022 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport pour la période réglementaire 2024-2027

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	4
1. CADRE LEGAL.....	5
2. ANTECEDENTS	5
3. CONSULTATION.....	6
3.1. Remarques générales	6
3.2. Remarques sur un projet spécifique.....	7
3.2.1. Amélioration de la mise à disposition de données par Elia	7
3.2.2. Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestions et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre des contrats avec accès flexible	9
3.2.3. Etablissement des exigences en termes de stratégie de gestion de la charge pour les points de fourniture disposant d'un réservoir d'énergie limité et offrant plusieurs services d'équilibrage simultanément	9
3.2.4. Processus de facturation des BRP	9
3.2.5. Implémentation de tests intelligents de la disponibilité des réserves.....	10
3.2.6. Co-optimisation pour minimiser les coûts du système liés à la gestion de la congestion et à l'équilibrage du réseau.....	11
3.2.7. Optimisation économique de l'utilisation des moyens d'équilibrage et des produits d'équilibrage par Elia.....	11
3.2.8. Analyse de la faisabilité technique de la déconnexion sélective de la charge.....	11
4. DECISION	12
4.1. Amélioration de la mise à disposition de données par Elia	13
4.1.1. Description	14
4.1.2. Date de livraison et livrables	15
4.1.3. Montant associé.....	15
4.1.4. Contexte et justification	15
4.2. Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestions et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre des contrats avec accès flexible	16
4.2.1. Description	16
4.2.2. Date de livraison et livrables.....	18
4.2.3. Montant associé.....	18
4.2.4. Contexte et justification	18
4.3. Etablissement des exigences en termes de stratégie de gestuib de la charge pour les points de fourniture disposant d'un réservoir d'énergie limité et offrant plusieurs services d'équilibrage simultanément.....	19
4.3.1. Description	20
4.3.2. Date de livraison et livrables	21

4.3.3.	Montant associé.....	21
4.3.4.	Contexte et justification.....	21
4.4.	Processus de facturation des BRP.....	22
4.4.1.	Description.....	22
4.4.2.	Date de livraison et livrables.....	23
4.4.3.	Montant associé.....	24
4.4.4.	Contexte et justification.....	24
4.5.	Implémentation de tests intelligents de la disponibilité des reserves.....	25
4.5.1.	Description.....	25
4.5.2.	Dates de livraison et livrables.....	26
4.5.3.	Montant associé.....	27
4.5.4.	Contexte et justifications.....	27
4.6.	Co-optimisation pour minimiser les coûts du système liés à la gestion de la congestion et à l'équilibrage du réseau.....	27
4.7.	Optimisation économique de l'utilisation des moyens d'équilibrage et des produits d'équilibrage par Elia.....	28
4.8.	Analyse de la faisabilité technique de la déconnexion sélective de la charge.....	29
ANNEXE 1.....		30
ANNEXE 2.....		30

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 2024 dans le cadre de l'incitant pour la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de l'arrêté (Z)220630-CDC-1109/11 de la CREG du 30 juin 2022 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027 (ci-après : la méthodologie tarifaire).

Outre l'introduction, cette décision s'articule autour de quatre chapitres. Le premier chapitre comporte la description du cadre juridique dans lequel intervient la présente décision. Le deuxième chapitre expose les antécédents et le troisième chapitre reprend le cadre de la consultation. Le quatrième chapitre contient la décision de la CREG concernant les objectifs à atteindre par Elia en 2024 dans le cadre de cet incitant.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 12 octobre 2023.

1. CADRE LEGAL

L'article 27 de 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 15 mai 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 septembre de la même année, après consultation publique, 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, un aperçu d'objectifs à atteindre pour les années Y+n peut être proposé par le gestionnaire du réseau à la CREG. La CREG établit annuellement cet aperçu d'objectifs. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 4.200.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,12 % * RABmoyenne * minimum (S ; 40 %).*

Le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de 2.100.000 € en tant qu'élément de son revenu total. »

2. ANTECEDENTS

Fin 2022 et début 2023, 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 2024.

Le 15 mai 2023, Elia a transmis par courrier à la CREG sa proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2024 dans le cadre des incitants d'équilibrage (*sic*).

Le 3 juillet 2023, Elia et la CREG ont organisé une réunion de concertation à propos de la liste de projets prioritaires d'Elia et des projets élaborés par la CREG.

Le 19 juillet 2023, la CREG a pris le projet de décision 658E84 sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2024 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire. Ce projet de décision a été soumis à consultation du 24 juillet au 28 août 2023. Dans le cadre de cette consultation publique, cinq réactions ont été reçues, émanant de la FEBEG, Febeliec, Elia, Fluvius et Synergrid.

3. CONSULTATION

Le comité de direction de la CREG a organisé durant une période de cinq semaines sur le site Internet de la CREG, une consultation publique sur le projet de décision. Le présent chapitre contient un résumé des réactions reçues lors de la consultation publique et les réponses de la CREG à ces réactions. Si nécessaire, le chapitre 4, qui reprend les descriptions des objectifs (ou projets), est modifié en réponse aux réactions de la consultation publique.

3.1. REMARQUES GÉNÉRALES

Febeliec a formulé une remarque générale selon laquelle l'incitant, pour être acceptable, doit viser des objectifs mesurables, qui augmentent l'efficacité et réduisent les coûts du système, et qui ne relèvent pas des activités normales du gestionnaire de réseau. Le répondant regrette que les projets portent tous sur des études et pas sur des mesures concrètes qui bénéficient directement aux utilisateurs du réseau.

Febeliec soulève le cas où Elia ne peut atteindre un objectif de l'incitant dans les délais prévus. La crainte exprimée par le répondant est liée à la perte d'intérêt pour l'objectif dans le chef d'Elia dans le cas où le montant de l'incitant serait perdu.

Febeliec demande à ce qu'un rapport sur les incitants discrétionnaires des années précédentes soit fourni aux stakeholders.

La FEBEG recommande que la mise en œuvre des projets Picasso et MARI-ICAROS ne soient pas retardée à cause de la priorité donnée par Elia aux projets de l'incitant. La FEBEG demande également qu'une priorité soit donnée à la poursuite de l'implémentation du mécanisme de CRM et du projet ICAROS. La FEBEG suggère de limiter le nombre de projet à 3-5 par an afin de ne pas surcharger Elia et les acteurs de marché avec des consultations et des évolutions de design de marché.

La CREG rappelle que l'implémentation de certaines solutions nécessite une approche en plusieurs phases qui s'étale parfois sur plusieurs années et dont la première phase consiste en la réalisation d'une étude et, ensuite, en l'implémentation des solutions retenues. En général, il est préférable d'étudier un problème, ses causes et conséquences, avant d'élaborer des solutions, d'en sélectionner la meilleure et de la mettre en œuvre. L'incitant à la promotion de l'équilibre du système concerne la plupart du temps la phase d'analyse et de proposition d'une solution. On notera cependant que la description de certains projets inclut aussi la proposition d'un plan d'implémentation.

Certains projets portent effectivement sur des activités qui relèvent d'obligations légales imposées au gestionnaire de réseau (ou « GRT »). Toutefois, il faut rappeler que l'incitant sert notamment à indiquer à Elia les priorités que la CREG juge particulièrement bénéfiques pour le consommateur. L'incitant à la promotion de l'équilibre du système vise donc davantage à mettre la priorité sur certains besoins que la recherche et l'introduction de nouveaux domaines d'études, qui relèvent plutôt d'autres incitants tels que l'incitant à l'innovation¹.

Le montant alloué aux différents projets est déterminé à la discrétion de la CREG et est tributaire notamment du niveau de complexité des sujets traités ainsi que des efforts à fournir pour l'atteinte des objectifs. Les montants finalement alloués à Elia sont fonction du degré de réalisation de chaque objectif et du respect des délais et ne sont pas définis selon un principe de tout ou rien. La réalisation des projets par Elia est généralement conduite en concertation avec la CREG, qui peut dès lors, si

¹ Incitant à l'innovation visé à l'article 26 §§2 et 3 de la méthodologie tarifaire

nécessaire, prendre en compte dans son évaluation des performances d'Elia les éventuelles difficultés ou éléments imprévus qui auraient été rencontrés.

Concernant les résultats des projets des incitants à la promotion de l'équilibre du système (ou discrétionnaires) du passé, la CREG rappelle que la plupart des projets, si pas l'intégralité, ont fait l'objet d'au moins une consultation publique et de publications (à présent systématiques) par Elia. Il semble donc que toutes les données nécessaires à la bonne information du public sur les projets des incitants du passé sont disponibles.

Enfin, concernant la charge de travail supplémentaire pour Elia et les acteurs de marché qu'impose l'incitant à la promotion de l'équilibre du système, en plus des autres projets prioritaires tels que ICAROS et le CRM, la CREG est d'avis que l'incitant doit permettre de déterminer la planification des projets d'Elia et ne doit certainement pas en être dépendant. Cela étant, consciente de la quantité importante de projets en cours et planifiés qui vont avoir un impact sur les processus d'Elia et des acteurs de marché, la CREG a décidé de limiter exceptionnellement l'incitant à 5 projets en 2024.

3.2. REMARQUES SUR UN PROJET SPECIFIQUE

3.2.1. Amélioration de la mise à disposition de données par Elia

Réaction de la FEBEG

La FEBEG soutient l'augmentation de la transparence mais craint que le projet n'est par prioritaire et qu'il risque de créer des doublons avec les processus d'échanges de données déjà en place ou en cours d'implémentation dans le cadre du projet ICAROS et de la connexion aux plateformes MARI et PICASSO.

Réponse de la CREG

Le but du projet est de combler les besoins des BRP non couverts par les projets déjà développés ou en cours de développement par Elia avec les BRPs. Il n'y aura donc pas de doublons ou de remise en cause des projets existants. La partie des données de transparence ainsi que l'Open data sont une modification légère de ce qui existe déjà au sein d'Elia. La seule nouveauté concerne les échanges de données non-couverts par des projets actuels entre les BRP et Elia via une API.

Réaction de Febeliec

Febeliec supporte le projet car il est essentiel que toutes les données pertinentes soient mises à disposition des parties intéressées afin d'assurer un bon fonctionnement du marché. Cela étant, Febeliec suggère de joindre un mécanisme de « contrôle de la qualité » au projet, qui devrait permettre d'inciter Elia à réévaluer les hypothèses prises dans le cadre de ses études sur l'adéquation (« *adequacy studies* »).

Réponse de la CREG

Un incitant spécifique (incitant data quality) pour la période tarifaire 2020-2023 contrôle déjà la qualité des données de transparence publiées sur les plateformes de transparence d'EntsoE, d'Elia, ainsi que les données mensuelles transmises par Elia à la CREG. Des tests quotidiens et mensuels sont effectués sur ces données afin de vérifier leur consistance. Les hypothèses concernant les paramètres clefs des études d'adéquation dépassent le cadre de l'incitant data quality.

Réaction de Fluvius

Etant donné les synergies avec les plateformes d'échanges de données développées par les gestionnaires de réseau de distribution, Fluvius demande qu'ils soient impliqués ou au moins informés dans le cadre du projet.

Réponse de la CREG

Le projet en lui-même prévoit qu'une analyse des besoins des BRP's sera menée. En fonction des besoins qui seront identifiés, les parties prenantes à ces besoins seront identifiées et impliquées dans le projet par Elia.

Réaction d'Elia

Selon Elia, une confusion existe dans l'introduction et dans la description de l'incitant entre la technologie utilisée (SFTP, API), le type de données (Transparence, Données de Metering, ...) et les canaux à travers lesquels les données sont mises à disposition (Open Data). La description du projet doit être clarifiée.

Elia a consenti à sonder l'ensemble des acteurs de marché dès l'origine du projet, mais ne se prononce pas sur le timing de l'implémentation avant d'avoir compris les besoins de ces acteurs de marché. Il se pourrait, en fonction des besoins et des priorités des acteurs de marché, que le projet d'implémentation se déploie sur plusieurs années. Si les besoins exprimés par l'ensemble des acteurs de marché étaient tels qu'ils ne pouvaient pas être implémentés dans le cadre du présent incitant ainsi que dans le cadre de l'incitant qui serait défini pour 2025, Elia s'engagerait dans le cadre du plan d'action à continuer ses efforts, au besoin, au-delà de 2025.

Le timing des implémentations et du projet dans son ensemble dépend des besoins des acteurs de marché qui seront détectés lors de la première phase du projet. Elia ne peut donc pas s'engager sur le timing d'implémentation de tous les besoins.

Elia estime que la concertation avec les acteurs de marché est la seule base pour le projet d'implémentation, la priorisation des fonctionnalités et son phasage. Les besoins exprimés par la CREG par le biais des précisions apportées dans la formulation de l'incitant (technologie SFTP, volonté de téléchargement, délai de mise à disposition etc.) doivent donc être considérés dans ce cadre et seront évaluées ensemble avec l'ensemble des besoins qui seront exprimés lors de la phase de concertation.

La participation de la CREG à chaque étape est une opportunité pour la CREG d'appréhender, en toute transparence, les besoins des acteurs du marché, et par conséquent d'ajuster ses propres demandes et/ou besoins aux avantages identifiés par les acteurs du marché.

Réponse de la CREG

La CREG ne comprend pas où se situe la confusion dont parle Elia. Comme discuté, le projet pourrait se déployer sur plusieurs années, en fonction des besoins exprimés par les parties prenantes à l'analyse des besoins. La CREG soutient que l'analyse des besoins des acteurs du marché serve de base pour le projet et est enthousiaste à l'idée de participer à chaque étape du projet.

3.2.2. Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestions et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre des contrats avec accès flexible

L'ensemble des répondants à la consultation publique soutiennent le projet.

3.2.3. Etablissement des exigences en termes de stratégie de gestion de la charge pour les points de fourniture disposant d'un réservoir d'énergie limité et offrant plusieurs services d'équilibrage simultanément

La FEBEG soutient le projet et le juge utile mais ne le considère pas comme étant prioritaire. Febeliec ne s'oppose pas au projet mais considère qu'Elia devrait se limiter à un rôle de facilitateur sur le sujet.

Febeliec et la FEBEG ont toutes deux répondu lors de la consultation publique que l'imposition de nouvelles règles, limites ou stratégies ne peut pas résulter de cet incitant. La CREG est partiellement d'accord avec ces remarques. En effet, l'Energy Management System vise à couvrir des situations peu fréquentes avec des activations aFRR de longue durée. Il existe un risque que des BSP, dans le but de maximaliser les profits attendus, échangent une activation aFRR de longue durée mais de faible puissance avec une activation aFRR de courte durée et de puissance plus élevée. L'Energy Management System est un outil permettant de détecter et de corriger ces choix. La CREG est d'accord avec Febeliec et la Febeg pour dire que l'Energy Management System ne doit pas contenir d'autres conditions pour la prestation de services aFRR que celles qui sont incluses et approuvées dans les T&C BSP respectives.

En dehors de quelques considérations qu'Elia formule dans sa réponse, elle soutient la formulation de l'incitant.

3.2.4. Processus de facturation des BRP

Elia suggère que la reformulation de la partie 6 de la description de l'incitant soit revue afin de clarifier le fait qu'elle ne concerne effectivement que les améliorations proposées qui ne demandent pas une modification du contrat-type des BRP. Elia indique également des incohérences entre différentes parties de la description du projet et des livrables.

Fluvius rappelle que le processus d'allocation des déséquilibres aux BRP est réglé via Atrias dans le cadre du MIG 6. Selon Fluvius, des évolutions importantes de processus liés ont déjà été implémentées et aucune demande supplémentaire d'amélioration n'a été formulée lors des dernières concertations. Selon Fluvius, une révision du processus de facturation des BRP n'aura pas d'incidence sur la connaissance des BRP de leurs déséquilibres.

Fluvius soulève le problème des factures impayées par les BRP serait davantage causé par la hausse des coûts de balancing que par des délais dans les processus d'allocation et de facturation.

Enfin, Fluvius s'étonne qu'Elia reçoive un incitant pour développer une plateforme, sans que la demande soit adressée à Atrias. Il faut alors que le coût supplémentaire pour Atrias soit pris en compte dans l'analyse.

Febeliec et FEBEG supportent l'incitant.

La CREG a effectivement adapté la description du projet et des livrables pour assurer la cohérence entre elles. La CREG souligne que la date du 1er septembre pour le lancement de la consultation publique est un maximum : si Elia le juge nécessaire, la consultation peut évidemment être lancée plus tôt.

Concernant les remarques de Fluvius, la CREG rappelle qu'elle n'est pas compétente pour demander, avec incitant ou pas, à Atrias de réaliser des améliorations de ses processus. Le projet se limite donc à donner à Elia un incitant pour se concerter avec Atrias afin d'élaborer ensemble des solutions pour améliorer autant que possibles les processus d'allocation des déséquilibres aux BRP. Le projet vise également les améliorations qu'Elia peut mener sur ses propres processus, indépendamment d'Atrias.

3.2.5. Implémentation de tests intelligents de la disponibilité des réserves

Febeliec répond qu'elle préfère une mise en œuvre directe, dans le but de réduire des tests coûteux pour ses membres. La Febeg soutient l'incitant, indique qu'il peut être mis en œuvre ultérieurement et considère qu'une analyse coûts-bénéfices est nécessaire avant la mise en œuvre.

Elia indique dans sa réponse que l'objectif de l'incitant ne peut pas être de créer un nouveau rapport de consultation. La CREG fait remarquer qu'exceptionnellement, aucune consultation formelle n'est prévue dans l'incitant. Elia ne sera donc pas tenue d'établir un rapport de consultation. La CREG a toutefois prévu un moment d'évaluation au cours duquel les acteurs de marché peuvent encore s'exprimer sur la mise en œuvre de l'incitant.

Elle s'interroge également sur la nécessité de recevoir un soutien du marché pour mettre en œuvre le smart testing. A titre d'exemple, Elia cite l'opposition d'un acteur du marché à une méthode de test plus efficace. La CREG comprend cette préoccupation et ajoute explicitement que l'opposition doit être justifiée. Elia soutient qu'aucun acteur du marché fournissant le service correctement ne s'opposera au résultat du smart testing (c'est-à-dire un nombre inférieur de tests). Elia affirme également qu'a priori, aucun développement n'est nécessaire chez les acteurs du marché. A priori, la CREG ne craint donc pas une forte opposition aux résultats du projet pour autant que le smart testing conduise effectivement à une forte réduction du nombre de tests à effectuer chez les BSP qui fournissent le service correctement. Néanmoins, il est important pour la CREG que les BSP puissent se prononcer librement la mise en œuvre du smart testing. Comme la mise en œuvre fait partie de l'incitant, cela incite également Elia à obtenir le soutien du marché dans l'élaboration du projet final.

Elia maintient également qu'elle est ouverte à la recherche d'alternatives, mais que l'efficacité de cette recherche dépendra de la disponibilité des acteurs du marché. La CREG comprend cet argument et note que la mise en œuvre de l'incitant est basée sur l'effort et pas nécessairement sur le résultat. Bien entendu, la CREG ne souhaite pas priver les acteurs du marché de la possibilité de se prononcer, entre autres, sur les modalités pratiques d'organisation de ces tests

Enfin, Elia estime qu'une mise à jour de l'étude de 2020 ne peut être attendue pour mai 2024. Elle estime plutôt que le projet doit être stable. Un document descriptif présentant la méthodologie finale ne devrait être nécessaire que d'ici fin 2024. La CREG renvoie à la proposition de projet initiale soumise par Elia. Cette proposition de projet prévoit déjà d'actualiser l'étude avant de procéder à la mise en œuvre du smart testing. Comme Elia prévoit de lancer un parallel run à la mi-septembre 2024, l'étude doit être actualisée d'ici la fin du mois de mai 2024.

3.2.6. Co-optimisation pour minimiser les coûts du système liés à la gestion de la congestion et à l'équilibrage du réseau

Febeliec n'est pas opposée à cet incitant, mais préfère que le projet se limite à une analyse et qu'il ne prévoit pas à ce stade de mise en œuvre. La Febeg soutient cet incitant, mais note que la solution ne devrait pas produire d'effets contre-intuitifs ou indésirables.

Elia ne soutient pas le projet pour diverses raisons. La CREG renvoi le lecteur à la réaction d'Elia jointe en annexe à la présente décision.

La CREG reconnaît que le projet fait double emploi avec le projet « Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestion et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre des contrats avec accès flexible ». En effet, le deuxième objectif prévoit le développement d'une vision et d'une méthodologie pour intégrer la flexibilité dans les analyses coûts-bénéfices. Cette analyse coûts-bénéfices devra tenir compte de l'impact de la congestion sur les marchés de l'énergie et des capacités d'équilibrage. Une observation similaire peut être faite pour les points avec accès flexible.

La CREG estime que la réalisation de deux études individuelles font double emploi et que ce n'est pas la manière la plus efficace de procéder. C'est pourquoi la CREG propose d'inclure la partie étude de ce projet dans le projet « Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestion et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre des contrats avec accès flexible ». Par conséquent, la CREG supprime la partie mise en œuvre de cet objectif en 2024, avec une reprise possible en 2025.

3.2.7. Optimisation économique de l'utilisation des moyens d'équilibrage et des produits d'équilibrage par Elia

Febeliec n'est pas opposée à cet objectif, mais s'interroge sur sa faisabilité. La FEBEG, en revanche, accorde une priorité absolue à cet objectif.

Elia s'oppose à cet objectif, mais propose une approche alternative qui réduit considérablement l'impact du résultat potentiel du projet.

La CREG reste d'avis que ce projet est nécessaire pour minimiser les coûts d'équilibrage. La méthode d'activation actuelle d'Elia ne tient pas compte des prix pour l'activation de l'aFRR et de la mFRR ; elle ne tient compte que des volumes nécessaires. En particulier dans un contexte de couplage européen, les prix transfrontaliers de l'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR peuvent varier considérablement. L'introduction d'une stratégie d'activation davantage focalisée sur l'aspect économique s'impose donc.

La CREG est néanmoins d'accord avec les réponses à la consultation publique qui soulignent le manque de données sur les prix du marché transfrontalier de l'énergie d'équilibrage. Tant qu'Elia ne participe pas aux plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage, le potentiel de déploiement économique des ressources d'équilibrage est limité. La CREG préfère donc supprimer l'objectif pour 2024 et éventuellement le proposer pour l'incitant en 2025.

3.2.8. Analyse de la faisabilité technique de la déconnexion sélective de la charge

La CREG comprend les réponses à la consultation publique (Fluvius, Elia) qui soulignent la contribution que les GRD doivent apporter pour qu'Elia soit en mesure de réaliser l'analyse proposée. La FEBEG reconnaît l'importance de l'analyse, mais ne considère pas cet incitant comme une priorité. La FEBEG est d'ailleurs favorable à une rationalisation du nombre d'incitants pour Elia. Febeliec soutient cet

incitant et souligne à juste titre que, bien que les GRD soient impliqués, le contrôle de la déconnexion de la charge est entre les mains d'Elia. On peut renvoyer ici aux plans de défense et de reconstitution du réseau d'Elia.

En dehors de la période de consultation, le 7 septembre 2023, en réponse à la consultation publique, Synergrid a remis à la CREG une note portant uniquement sur cet incitant. Outre une explication technique de la procédure pratique de la déconnexion de la charge, elle met en évidence les coûts d'investissement importants liés à l'optimisation de la déconnexion et du rétablissement de la charge où seuls les consommateurs définis comme prioritaires et essentiels bénéficient d'une protection effective. Il s'agit donc de réduire au minimum le nombre d'utilisateurs du réseau « co-bénéficiaires » pendant la déconnexion et le rétablissement de la charge en vue de maximiser l'efficacité de la mesure pertinente dans les plans de défense et de reconstitution du réseau d'Elia.

Dans ce contexte, Synergrid a invité la CREG à participer avec Elia à un groupe de travail dédié de Synergrid. La CREG choisit donc d'entamer ces discussions en vue d'une analyse transparente du degré de sélectivité qui peut être appliqué dans le cadre de la déconnexion de la charge. En fonction de l'évolution de cette initiative, la CREG décide de ne pas reprendre cet objectif, sous une forme modifiée ou non, pour l'année 2024.

4. 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 maximum 4.200.000,00 € à la réalisation, au cours de l'année 2024, des objectifs (ou projets) suivants dans les délais impartis.

La décision reprend l'évaluation par la CREG des projets proposés par Elia, y compris les plannings et les montants de l'incitant qui y sont associés. Certains projets ne font pas partie de la liste de projets prioritaires d'Elia et émanent directement de la CREG, éventuellement en concertation avec des acteurs du marché.

La CREG a retenu tous les projets proposés par Elia, sous une forme modifiée ou non, à l'exception :

- du deuxième incitant proposé intitulé « *Développement à long terme du plan de reconstitution en tenant compte de l'évolution du mix énergétique* ». Bien que la CREG ait elle-même demandé une étude sur la reconstitution du système électrique avec une part importante d'énergie renouvelable conformément à l'évolution attendue au cours des 30 prochaines années, la CREG et Elia n'ont pas pu se mettre d'accord sur une description de l'étude qui répondrait aux questions de la CREG sur le fond et qui serait considérée comme réalisable dans la pratique par Elia sans devoir reporter d'autres tâches prioritaires chez les experts en la matière. La CREG peut comprendre les arguments avancés par Elia, mais préfère dans ce cas retirer entièrement l'étude de l'incitant pour 2024. Lors des dernières discussions, Elia a mis sur la table de nouvelles idées que la CREG a trouvées intéressantes, mais dont l'élaboration nécessite plus de temps que disponible pour finaliser la décision. La CREG accueille favorablement une nouvelle proposition d'Elia à ce sujet pour l'incitant de 2025.

- du cinquième projet proposé, intitulé « Etude des impacts en termes de congestion dans les réseaux de par la flexibilisation de la demande ». Le projet est formulé de manière vague, ne contient qu'une approche qualitative et est donc également difficile à évaluer. En outre, la CREG estime qu'il existe déjà des avis et études plus concrets, émanant tant du cadre réglementaire que du monde académique, concernant la gestion de la participation active de la demande. Par exemple, la CREG fait référence à l'obligation de permettre à toutes les ressources de participer autant que possible aux marchés organisés (y compris la participation active de la demande, le stockage et les unités de production flexibles raccordées au réseau de distribution), l'article 182 de la System Operation Guideline exige que les GRT et les GRD travaillent en étroite collaboration pour assurer la participation sûre des ressources au marché, et le code de réseau sur la participation active de la demande en cours d'élaboration met l'accent, entre autres, sur des modèles d'agrégation pour permettre à de grandes quantités de ressources décentralisées de participer au marché. En outre, l'article 3 du règlement européen 2019/983 prévoit que les règles du marché doivent conduire à de bons signaux d'investissement, ce qui revient à prendre en compte les congestions (internes) dans les algorithmes dédiés qui optimisent la formation des prix. Au lieu d'un objectif général, la CREG préfère des projets plus concrets dans le cadre décrit ci-dessus, par exemple (mais sans s'y limiter) :
 - développer des produits d'équilibrage et des processus de marché qui permettent la participation explicite de toutes les ressources ;
 - supprimer ou assouplir les règles du marché qui favorisent la participation implicite par rapport à la participation explicite ;
 - modifier les règles du marché qui empêchent ou sous-optimisent la participation explicite massive de ressources d'équilibrage par l'intermédiaire d'agrégateurs, quel que soit leur niveau de tension de raccordement et en l'absence de contraintes techniques ;
 - définir des zones de prix de déséquilibre qui tiennent compte de la probabilité d'occurrence de congestions internes dans les capacités de transport afin que les prix du marché génèrent des signaux de prix adéquats ;

La suite du présent chapitre reprend les descriptions des projets pour l'incitant à la promotion de l'équilibre du système en 2024. Bien entendu, au cours de l'année 2024, la CREG se réserve le droit de modifier, après consultation d'Elia, des projets de l'incitant si des événements non-anticipés le justifient.

4.1. AMELIORATION DE LA MISE A DISPOSITION DE DONNEES PAR ELIA

La CREG accepte le projet proposé par Elia mais y a apporté un certain nombre de modifications :

- Le projet initial visait seulement la mise à disposition de données aux BSPs. Le projet vise la création des processus et l'implémentation des outils IT pour mettre à disposition ces données. Idéalement, les processus et les outils développés dans le cadre de ce projet seront applicables et prêts à être utilisés par tous les acteurs du marché concernés. Par conséquent, l'objectif l'incitant doit envisager dès le début tous les rôles et pas seulement les BSPs. En outre, la définition des données prioritaires devrait être réalisée en fonction des avantages qui en découlent. La définition des données prioritaires doit donc se faire en consultation avec tous les acteurs concernés;

- La concertation doit également aborder la technologie à utiliser. Cette concertation doit permettre aux acteurs du marché de proposer des technologies alternatives en plus des API, si nécessaire, pour une mise à disposition efficace des données au coût le plus bas pour les acteurs du marché ;
- La question des acteurs et rôles à prendre en compte dans le projet a été supprimée pour un objectif plus général de la facilitation et/ou l'amélioration de l'efficacité des différents rôles grâce à la mise à disposition de données supplémentaires ;
- Les 3 types de données étaient sous-entendus dans le texte initial. La volonté du texte final est d'explicitier ces types de données (API, SFTP Transparence et Open Data);
- Dans l'étape de détermination des priorités et besoins, le délai pour la mise à disposition des données a été ajouté. Pour une exécution efficace des rôles, une mise à disposition en temps réel des données non-validées devrait être envisageables, si demandé par des acteurs du marché ;
- La CREG a été ajouté comme interlocuteur à chaque étape du projet afin de maintenir une transparence par rapport aux discussions entre Elia et les acteurs du marché ;
- La CREG a aussi prévu que le projet doit in fine permettre le téléchargement des données par les acteurs de marché concernés. Cette fonctionnalité permettra aux acteurs de marché de sauvegarder les données pour faire leurs propres analyses ;
- Finalement, la CREG a revu les dates de livraison des différents livrables pour rendre le résultat de l'incitant plus ambitieux.

4.1.1. Description

L'objectif de cet incitant est d'améliorer la mise à disposition des données disponibles au sein d'Elia aux différents acteurs de marché liés à l'équilibrage du système électrique (*Balancing Service Providers* ou BSP, VSPs, SA, BRPs, OPAs). Ces données visent à faciliter et/ou à améliorer l'exécution efficace de ces différents rôles. Dans cette optique, la mise à disposition doit s'effectuer de manière efficace pour l'acteur de marché visé, et à moindre coût pour les consommateurs. La mise à disposition des données se déroulera en deux étapes. Premièrement, les besoins du marché seront identifiés par les acteurs de marché, tant en termes de types de données que des moyens utilisés pour mettre ces données à leur disposition. En fonction du résultat de la première étape et le retour des acteurs de marché, les transferts de données entre les acteurs de marché et ELIA et/ou la mise à disposition de données de transparence pour le marché belge pourront être implémentés et ce via une ou plusieurs technologies.

La première étape prévoit une concertation avec les acteurs de marché cités plus-haut et avec la CREG pour agréger les besoins et priorités en termes de données à mettre à disposition, de technologie(s), de canaux de communication et de fréquence (ex : en temps réel, par jour). À travers divers ateliers multilatéraux, échanges bilatéraux et enquêtes, les besoins et attentes des utilisateurs seront collectés. Diverses techniques dites de 'User Research' seront utilisées dans ce cadre. Afin d'accélérer le processus et d'alimenter le débat, une première liste de données sera partagée avec les acteurs du marché concernés et avec la CREG au préalable. En outre, il sera question des canaux d'échange des données (par exemple la technologie API, les serveurs SFTP tels qu'utilisés dans d'autres processus), afin que l'ensemble des acteurs ayant droit à ces données puissent y avoir accès de manière efficace et efficiente. Enfin, cette première phase permettra de d'élaborer avec les acteurs concernés et avec la CREG un plan d'action pour la deuxième étape, y compris le séquençement de la mise à disposition des données aux différents acteurs de marché cités plus haut. Ce plan d'action pourrait dès lors se concentrer, selon les phases, sur un rôle de marché à la fois, ou sur certains sets de données

spécifiques, en tenant compte des priorités ainsi que des ressources à disposition et de la complexité de la solution requise.

La seconde étape aura pour objet d'identifier les sources des données priorisées lors de la première étape et d'initier les développements pour y donner accès.. Lors de cette seconde étape, les futurs utilisateurs et la CREG seront impliqués directement dans les phases de test, afin d'assurer une adéquation entre les attentes exprimées et l'implémentation concrète. Une dénomination adéquate sera proposée afin d'améliorer la lecture des fichiers et sets de données obtenus, en fonction éventuellement des paramètres de la demande. La seconde étape débutera fin 2024, avec une première mise à disposition d'un premier set de données avant la fin de cette même année. Elle se prolongera ensuite en 2025 pour la mise à disposition des autres sets de données à tous les acteurs concernés. La description des tâches de 2025 sera reprise dans la décision sur l'incitant à la promotion de l'équilibre du système de 2025.

4.1.2. Date de livraison et livrables

mars 2024 : Préparation de la consultation et mise à disposition de matériel aux utilisateurs de marché ;

avril-mai 2024 : consultation/*User Experience Research* (collecte des besoins d'utilisateurs) auprès des acteurs de marché liés au balancing ;

30 juin 2024 : résultat de la consultation et Plan d'action pour l'implémentation ;

août 2024 : mise en place des équipes produits d'implémentation et de développement ;

octobre-novembre 2024: beta testing de mise à disposition des premiers sets de données selon le plan d'action et retour d'expérience du marché ;

20 décembre 2024 : mise à disposition pour la production des premiers sets de données comme prévu par le plan d'action, et éventuelle mise à jour du plan d'action.

4.1.3. Montant associé

900.000 €. 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

Actuellement, les acteurs du marché ont accès à des données venant des applications (*back-end*) d'Elia à travers des canaux, plateformes et technologies qui nécessitent un effort d'intégration non-négligeable dans leurs systèmes informatiques et applications.

Différents acteurs du marché ont exprimé le besoin de faire évoluer la manière dont les données sont partagées.

Des conséquences néfastes non-négligeables sont liées à la mise à disposition et l'obtention de données (par exemple signal d'activation non-lu ayant pour résultat une pénalité) dans certains cas. Des pénalités peuvent être évitées, et des barrières levées, en offrant une solution plus efficace.

Une compréhension plus approfondie des besoins des acteurs du marché, en fonction de l'offre actuelle, nécessite une approche structurée. Il ne s'agit pas uniquement de mettre à disposition des

données déjà échangées, mais également d'identifier d'autres types de données qui pourraient intéresser ces acteurs de marché.

Suite à de premiers échanges, la technologie API avait été identifiée comme une technologie permettant une intégration plus mature entre les systèmes informatiques d'Elia et des acteurs de marché. En utilisant des API, les applications peuvent « communiquer » entre elles et se partager les données, tout en assurant les niveaux de sécurité et de confidentialité nécessaires. La technologie API peut servir aux partages de données « privées » (liées aux activités d'une entreprise ou personne) et « publiques » (agrégées qui ne permettent pas de les lier aux activités d'un ou plusieurs acteurs).

4.2. VISION ET ROADMAP SUR LA FLEXIBILITÉ POUR LA GESTION DES CONGESTIONS ET COMMUNICATION TRANSPARENTE SUR L'ACTIVATION DE LA FLEXIBILITÉ DANS LE CADRE DES CONTRATS AVEC ACCÈS FLEXIBLE

La CREG soutient ce projet. La transition énergétique accélère les besoins de nouveaux raccordements au réseau Elia. Le temps nécessaire pour les renforcements de réseau ne peut pas avoir un effet de blocage, mais le fonctionnement sûr du système ne peut pas non plus être mis en péril par les éventuelles conséquences négatives de ces nouveaux raccordements. C'est pourquoi il est très important d'assurer la transparence et de préciser les modalités des raccordements avec accès flexible et ce qu'ils impliquent dans le contexte du développement du réseau.

Sur la base de la proposition d'Elia, la CREG a clarifié la description du projet avec trois objectifs, a avancé la date limite de soumission de la proposition d'Elia à la CREG du 15 décembre au 31 novembre et a ajouté la publication des rapports finaux conformément aux objectifs 2 et 3 pour le 31 décembre.

4.2.1. Description

La décarbonisation de notre société par le développement des énergies renouvelables et l'électrification de la demande est en pleine accélération, impliquant un rythme plus soutenu de demandes de raccordement. Dans les situations où la capacité d'accueil du réseau nécessite un renforcement pour le raccordement demandé, le temps nécessaire au renforcement de l'infrastructure permettant le raccordement au réseau d'une unité de production, de stockage ou d'une installation de consommation est en général nettement plus long que le temps souhaité par l'utilisateur de réseau pour la réalisation de son projet lors de sa demande de raccordement. Il en résulte une augmentation significative des propositions de raccordement avec accès flexible qui ne peut donc plus être considérée comme une solution marginale. Au cours de l'année 2023, sous l'impulsion de la CREG, une consultation publique a été organisée afin de garantir que les critères d'accès au réseau, les modalités techniques et financières pour la régulation des raccordements avec accès flexibles ainsi que les règles pour la coordination et la gestion de la congestion, soient transparentes, non-discriminatoires et techno-économiquement efficaces et de compléter le cadre réglementaire au niveau fédéral. L'établissement de ce cadre réglementaire complet, prévu pour fin 2023 en concertation avec les acteurs du marché, sert de point de départ pour cet incitant.

L'incitant a trois objectifs principaux :

- premièrement, assurer la transparence des activations des installations raccordées avec accès flexible en cas de congestions ;

- deuxièmement, développer une vision et une méthodologie pour intégrer la flexibilité dans les analyses coûts-bénéfices supportant les variantes de raccordement proposées aux utilisateurs de réseau dans le cadre des études d'orientation et de détail ;
- troisièmement, développer une vision et une roadmap intégrant le rôle des raccordements avec accès flexible dans les solutions de développement du réseau.

Afin d'atteindre ces trois objectifs, l'incitant couvre les aspects suivants :

- 1) Au niveau de la transparence : Transparence sur les activations des raccordements flexibles pour la gestion des congestions par l'établissement et la publication d'un rapport :
 - pour les clients directs du réseau de transport, de manière anonymisée : Au minimum, les statistiques des Delta MW, date time, MWh et comparaison avec les valeurs reprises dans les contrats d'accès ;
 - pour les raccordements aux réseaux de distribution, de manière anonymisée : Au minimum les statistiques des consignes de limitation de puissance du point d'accès du réseau de distribution (Delta MW & date time).
- 2) Au niveau de la vision et de la méthodologie pour intégrer la flexibilité dans les analyses coûts-bénéfices supportant les variantes de raccordement proposées aux utilisateurs de réseau dans le cadre des études d'orientation et de détail:
 - ceci comprend entre autres (i) la méthodologie pour le calcul de la capacité flexibilisée réalisé lors de la demande de raccordement, tenant compte des modalités opérationnelles et financières de l'activation de la flexibilité pour la gestion des congestions, ainsi que les droits et les devoirs d'Elia et des utilisateurs de réseau concernant l'activation de la flexibilité, (ii) la méthodologie pour valoriser les capacités flexibilisés, (iii) les principes pour allouer les coûts d'investissement pour le raccordement/renforcement du réseau et (iv) in fine, la méthodologie pour intégrer la flexibilité dans les analyses coûts-bénéfices des variantes de raccordement au réseau ;
 - l'identification des éléments à modifier dans le cadre réglementaire existant afin de favoriser l'atteinte, dans le cadre de raccordements avec accès flexible pour la gestion des congestion, l'optimum technico-économique pour le développement du système électrique et/ou pour l'utilisateur de réseau, et pour chaque phase d'évolution du système électrique.
- 3) Vision et roadmap sur le rôle de la flexibilité des raccordements avec accès flexible dans le développement du réseau :
 - cette vision décrira le rôle des raccordements avec accès flexible dans l'optimisation du développement du système électrique. Cette vision comprendra en particulier l'aspect de l'incertitude sur les besoins de renforcement du réseau (vu les incertitudes sur les prévisions du développement de la demande, de la production et du stockage) ; un contexte dans lequel un trade-off doit être fait entre une capacité d'hébergement suffisante d'un côté, et le risque de stranded assets de l'autre. L'intégration de l'option des accès flexibles dans les analyses coûts-bénéfices du développement du réseau doit avoir comme objectif l'optimum technico-économique pour le développement du système électrique.

4.2.2. Date de livraison et livrables

Q1 – Q2 2024 : Organisation d'un ou plusieurs workshops avec les acteurs du marché et d'autres parties prenantes pour présenter² et récolter les attentes des utilisateurs de réseau vis-à-vis:

- des aspects de transparence dans les activations de flexibilité pour la gestion des congestions, y compris les implémentations pour les premières publications fin 2024 et les implémentations qui pourront être envisagées pour les années suivantes ;
- de la vision du rôle des raccordements avec accès flexible dans le cadre de la gestion de la congestion (ainsi que le gap analysis du cadre réglementaire en vigueur), et de la méthodologie poursuivie dans les études d'orientation et de détail ;
- de la vision du rôle des raccordement avec accès flexible pour le développement du système électrique y compris la proposition d'implémentation qui sera suivie pour la mise-en-œuvre de la méthodologie pour une intégration des raccordements avec accès flexible pour le développement du système électrique techno-économiquement optimale.

15 septembre 2024 : Lancement d'une consultation des utilisateurs du réseau sur les résultats des workshop précités et sur les éléments du cadre réglementaire étant identifiés comme nécessitant une modification afin d'atteindre les objectifs poursuivis.

30 novembre 2024 : Proposition vers le régulateur sur les points précédents, prenant en compte les commentaires reçus lors de la consultation publique.

31 décembre 2024 :

- la publication de l'activation historique pour les trois premiers trimestres de 2024 de la flexibilité pour la gestion des congestions et l'organisation d'une séance d'information publique ;
- la publication du rapport final sur les objectifs 2 et 3.

4.2.3. Montant associé

900.000€. 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

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 – potentiels – utilisateurs de réseau (consommateurs, producteurs ou unité de stockage) qui en manifestent la demande de la manière la plus économique possible.

Dans des situations où la capacité d'accueil du réseau nécessite un renforcement pour le raccordement demandé, le temps nécessaire au renforcement de l'infrastructure permettant le raccordement au réseau d'une unité de production, de stockage ou d'une installation de consommation est en général nettement plus long que le temps indiqué par l'utilisateur de réseau pour la réalisation de son projet

² La CREG demande qu'Elia partage les slides assez en avance des workshops afin de maximiser l'interaction et l'input des acteurs du marché et des parties prenantes lors de réunions

lors de sa demande de raccordement. Deux approches complémentaires sont proposées par le gestionnaire du réseau afin d'assurer un raccordement des nouveaux utilisateurs de réseau selon le délai souhaité tout en garantissant l'intérêt global.

Premièrement, les plans de développement régionaux et fédéraux tiennent compte de scénarii d'évolution de la charge et de la production et anticipent ces variations afin d'investir à temps dans le renforcement du réseau. Étant donné les nombreuses incertitudes (évolution du mix énergétique, temps nécessaire pour l'obtention des permis, etc.), un équilibre doit être recherché entre différentes contraintes antagonistes. D'un côté, les investissements doivent être mis en œuvre suffisamment tôt pour rencontrer les besoins pour lesquels ils ont été définis (réponse à une évolution de la consommation, intégration de l'énergie renouvelable, raccordement d'utilisateurs, etc.). D'un autre côté, ces projets ne doivent pas être initiés trop tôt, les hypothèses sous-jacentes à leur définition devant se confirmer, sous peine de créer des actifs inadaptés et inutilisés (stranded asset). Une mise en œuvre trop rapide ou un surdimensionnement du réseau mobiliserait aussi de manière prématurée les ressources disponibles, le cas échéant aux dépens d'autres projets prioritaires.

Deuxièmement, lors de la demande de raccordement, des solutions de raccordement avec accès flexible peuvent être proposées pour une durée temporaire ou de manière permanente afin de contenter un accès rapide au réseau pour l'unité de production. Selon ce concept, l'utilisateur du réseau peut profiter de la capacité existante du réseau qui ne peut être garantie en tout temps. En pratique, cette capacité est très souvent disponible sauf en cas d'incident, ce qui est rare, et pendant les périodes programmées d'entretien périodique des installations. Étant donné cette grande disponibilité, il paraît opportun d'en profiter afin d'optimiser l'utilisation du réseau et permettre un raccordement plus rapide ou plus proche de l'utilisateur du réseau. De plus, cette solution d'accès flexible au réseau permet également, dans le cas où un renforcement du réseau de transport est prévu au portefeuille pour accueillir un potentiel important, d'attendre une réalisation suffisante de ce potentiel avant d'effectuer les investissements ciblés.

La décarbonation de notre société par le développement des énergies renouvelables et l'électrification de la demande est en pleine accélération, impliquant un rythme plus soutenu de nombre de demandes de raccordement. Il en résulte une augmentation significative des propositions de raccordement avec accès flexible qui ne peut donc plus être considérée comme une solution marginale.

4.3. ETABLISSEMENT DES EXIGENCES EN TERMES DE STRATEGIE DE GESTUION DE LA CHARGE POUR LES POINTS DE FOURNITURE DISPOSANT D'UN RESERVOIR D'ENERGIE LIMITE ET OFFRANT PLUSIEURS SERVICES D'EQUILIBRAGE SIMULTANEMENT

Cet incitatif vise à développer une Energy Management Strategy (ou « EMS ») pour les points de fourniture (Delivery points ou « DP ») participant à plusieurs services d'équilibrage.

Le texte original de l'incitatif tel que suggéré par Elia a été modifié par la CREG pour les raisons suivantes :

- la partie « contexte » faisait référence à l'équilibrage réactif comme un marché auquel il est possible de participer. Cette référence à l'équilibrage réactif en tant que marché est inexacte. En outre, l'équilibrage réactif n'est pas la seule manière d'utiliser des ressources en temps réel. Par exemple, des ressources d'équilibrage peuvent également être utilisées pour régler la congestion. Pour éviter une restriction inutile du périmètre du projet, le texte fait désormais référence à tous les types d'activation ;

- la partie « contexte » faisait référence à l'établissement d'exigences communes pour la fourniture de FCR au sein de la Coopération FCR. Les éventuelles conclusions préliminaires de ces discussions ne peuvent être considérées comme une limitation concrète dans le cadre du projet tant qu'elles n'ont pas fait l'objet d'une consultation ni été approuvées par la CREG ;
- le texte final élargit l'impact potentiel du résultat du projet de « aFRR EMS requirements » à « EMS requirements », afin de ne pas préjuger des conclusions possibles ;
- les objectifs relatifs à d'éventuels contrôles, s'ils sont jugés nécessaires sur la base des résultats de l'incitant, sont clarifiés dans la version finale. Les contrôles doivent permettre de trouver un équilibre optimal entre l'efficacité du contrôle de la prestation de services et les coûts pour toutes les parties concernées ;
- Elia est toujours libre d'élaborer et de proposer à la CREG et aux acteurs du marché des exemples concrets de contrôles systématiques. Néanmoins, la CREG ne souhaite pas les reprendre explicitement comme objectif de l'incitant. Les contrôles EMS existants ont été conçus à la demande des acteurs du marché. Les contrôles prévus dans les documents régulés concernés devraient être suffisants pour encourager une fourniture correcte du service par les BSPs ;
- Enfin, la CREG a ajouté les commentaires de la Febeg et Febeliec concernant le résultat attendu du projet.

4.3.1. Description

L'objectif de l'étude est :

- d'évaluer, en concertation avec les acteurs de marché, le cadre qui s'applique aux stratégies de gestion de la charge (« EMS » pour *Energy Management Strategy*) des Delivery Points (DP) disposant d'un réservoir d'énergie limité (« LER » pour *Limited Energy Reservoir*) et participants aux marchés d'équilibrage (FCR, aFRR, mFRR, DA/ID) dans le contexte suivant :
 - l'utilisation d'un même DP LER pour plusieurs types d'activation simultanément ;
 - l'harmonisation des exigences pour la FCR, actuellement encore en discussion entre les GRTs de la Coopération FCR. Ces efforts d'harmonisation ne limiteront pas les discussions avec les acteurs du marché belges dans le cadre de cet incitant mais seront prises en compte dans celles-ci.

L'objectif de ce cadre est de garantir la fourniture correcte des différents services d'équilibrage, conformément aux conditions techniques minimales approuvées par la CREG dans les documents réglementés respectifs et la législation applicable. L'EMS lui-même ne peut imposer des règles ou conditions supplémentaires (i.e. autres que celles qui servent à remplir ces conditions techniques minimales).

- de créer ou d'étendre, le cas échéant, les documents «EMS requirements » aux éléments mentionnés ci-dessus, afin de définir un cadre clair et transparent pour l'ensemble des acteurs de marché participant aux différents services FCR, aFRR, mFRR, DA/ID ;

- d'évaluer la nécessité de contrôles spécifiques au respect des EMS présentés par les BSP. Si des contrôles sont nécessaires, différentes approches de contrôles possibles seront définies. Ces contrôles permettront à Elia d'accomplir ses tâches légales en prenant compte aussi la charge de travail pour les BSPs. La définition des contrôles doivent viser un optimum entre efficacité et coûts pour toutes les parties concernées.

4.3.2. Date de livraison et livrables

Au cours de l'année 2024 : réunions bilatérales et workshops avec les acteurs de marché en vue de définir un cadre qui soit compatible avec les contraintes des acteurs de marché ;

15 octobre 2024 : date limite pour le lancement de la consultation publique des exigences EMS ;

20 décembre 2024 : Soumission à la CREG et publication sur le site d'Elia des exigences EMS révisées, le cas échéant, et du rapport de consultation.

4.3.3. Montant associé

900.000 €. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG

4.3.4. Contexte et justification

Compte tenu entre autres des demandes de raccordement en cours, il est attendu qu'un nombre croissant de DP LER participe aux marchés d'équilibrage, offrant une opportunité d'augmenter la liquidité et de réduire les coûts des réserves. Il existe toutefois un risque que les services ne soient pas toujours disponibles lorsqu'Elia en a besoin, étant donné que de longues activations dans une même direction ne peuvent pas être totalement exclues. Un BSP qui a une obligation de capacité pour laquelle il dépend d'un DP LER peut avoir besoin, en fonction de la taille du réservoir, d'une stratégie de gestion de la charge (« EMS » pour Energy Management Strategy) afin d'éviter la déplétion de son réservoir et pour pouvoir être en mesure de fournir le service en continu. Dans ce contexte, Elia a défini des exigences relatives aux EMS dans les contrats BSP FCR et BSP aFRR, ce dernier étant complété par le document « aFRR EMS requirements », disponible sur le site d'Elia depuis 2022 et qui décrit les stratégies considérées comme acceptables par Elia ainsi que les informations que chaque BSP concerné doit soumettre pour démontrer que sa stratégie est conforme aux exigences.

Néanmoins, les exigences EMS sont actuellement définies séparément pour l'aFRR et la FCR, et supposent que les DP LER ne sont offerts que sur un seul marché à la fois. Or, l'augmentation attendue de la participation de DP LER va accroître la nécessité pour ces DP de combiner les revenus provenant de différents types d'activations, y compris les marchés (FCR, aFRR, mFRR, DA/ID). Lorsque plusieurs marchés sont combinés sur la même période, l'EMS et le contrôle de sa bonne application par le GRT s'en trouvent complexifiés.

Par ailleurs, les exigences EMS ont été définies par Elia en tenant compte des pratiques en vigueur dans d'autres pays européens, mais avant que des discussions européennes structurées n'aient eu lieu sur le sujet. Entre-temps, des discussions sont en cours au niveau européen pour spécifier des exigences communes pour la FCR. A noter que le planning de la définition de ces exigences communes n'est pas encore défini. L'incitant prévoit une information des acteurs du marché sur l'état des discussions au niveau européen de sorte que les acteurs belges comprennent l'implication des exigences communes en discussion au niveau européen et puissent alors alimenter ces discussions au cours du projet.

Enfin, il est essentiel que la bonne application de l'EMS du BSP soit respectée. La nécessité de définir des contrôles spécifiques au respect de l'EMS sera évaluée en prenant compte des efforts requis envers les BSP et, le cas échéant, différentes approches seront envisagées.

4.4. PROCESSUS DE FACTURATION DES BRP

La CREG soutient ce projet. En effet, le traitement actuel de la facturation des déséquilibres des BRP est trop lent. D'une part, Elia risque d'être confrontée à des coûts élevés en raison de factures impayées si un BRP doit cesser ses activités. D'autre part, la lenteur de la facturation complique la gestion financière des BRP en raison de l'incertitude importante et de la garantie financière à constituer auprès d'Elia. Une solution proposée par Elia s'impose donc, bien que les problèmes rencontrés ne soient pas toujours sous le contrôle d'Elia. Cet incitant encourage Elia à passer à l'action, avec Atrias. Toutefois, la CREG demande également une proposition d'amélioration des éléments sur lesquels Elia peut travailler indépendamment d'Atrias. La CREG a ajouté cela dans la proposition d'Elia pour l'incitant, ainsi que la demande d'une analyse des risques historiques (à partager seulement avec la CREG en raison du haut niveau de confidentialité de ces données) et l'organisation d'une consultation publique pour donner au marché l'occasion d'exprimer formellement son avis à ce sujet.

4.4.1. Description

L'objectif du présent incitant est d'évaluer la possibilité d'une facturation des BRP plus rapide qu'actuellement et, sur base des résultats de l'analyse effectuée, d'implémenter un nouveau flux de facturation.

La facturation de la facture de base est à ce jour réalisée par ELIA à la fin du mois M+2 (en fonction de la date de l'allocation GRD finale) avec une date limite de paiement un mois plus tard.

Exemple : Pour une livraison en décembre, la facture est envoyée fin février et le paiement est dû à la fin du mois de mars.

Ce délai de facturation des BRPs est en grande partie dépendant des allocations des GRD.

Concrètement, Elia reçoit les allocations provisoires des GRD entre le 5^{ème} jour calendrier du mois M et le 10^{ème} jour ouvrable après le mois M. Ensuite, les allocations mensuelles sont envoyées jusqu'au 30^{ème} jour ouvrable après le mois M. A ce jour, la qualité des allocations provisoires reçues par Elia est insuffisante pour facturer un acompte sur base de celles-ci.

Une amélioration des allocations provisoires donnerait aux BRP une meilleure vue sur leur déséquilibre en cours de mois de production.

L'optimisation du délai de facturation, qui est visée par le présent projet, permettrait, de plus, de diminuer le besoin de garantie bancaire sur le contrat BRP (actuellement fixé, entre autres, par le montant de la facture la plus élevée des derniers 12 mois) et offrirait une gestion plus simple et moins coûteuse pour les BRPs.

Par ailleurs, le portefeuille de certains BRPs n'inclut pas d'allocations GRD et pourrait donc être facturé plus rapidement.

L'ensemble de ces améliorations faciliteraient l'accès au marché de nouveaux BRPs et augmenteraient ainsi la concurrence entre BRPs.

La facture de régularisation est, quant à elle, à ce jour, réalisée une fois par an pendant l'année Y+1. L'objectif, en ce qui concerne la facture de régularisation, serait d'analyser s'il est possible de faire une régularisation mensuelle 7 mois après la facture de base, une fois le timing contractuel des re-run GRD terminé.

Sur cette base, le présent projet porte dès lors sur les éléments suivants :

- 1) Le monitoring et l'analyse des problèmes / possibilités d'amélioration des allocations provisoires générées par Atrias. L'analyse porte sur 3 moments clefs dans le processus :
 - le moment où les allocations provisoires sont complètes mais pas finales (le mois M+1 5th CD) ;
 - le moment où les allocations provisoires sont complètes et finales (le mois M+1 10th WD) ;
 - le moment où les allocations mensuelles sont complètes et finales (le mois M+1 30th WD) ;
 - l'analyse comprendra une comparaison mensuelle des allocations et factures par BRP entre les 3 moments clefs. A cette fin, Elia mettra en place une plateforme où un monitoring des messages d'Atrias peut être réalisé.
- 2) L'analyse des risques financiers (historiques) résultant du traitement actuel des factures des BRPs, y compris :
 - l'analyse des risques historiques d'une garantie trop basse, c'est-à-dire le risque pour Elia (et donc pour la société) que la garantie d'un BRP à un moment donné ait été insuffisante pour couvrir les factures si le BRP avait rencontré des problèmes de paiement à un moment donné ;
 - l'analyse des risques historiques d'une garantie trop élevée, c'est-à-dire le risque pour le BRP (et donc pour la société) qu'en raison des dispositions contractuelles, la garantie d'un BRP ait dû rester plus élevée que nécessaire pour couvrir les factures si le BRP avait rencontré des problèmes de paiement à un moment donné.
- 3) L'analyse de la possibilité de facturer plus rapidement les BRP avec et sans allocations GRD (y compris pour la facture de régularisation) et impacts positifs sur la garantie bancaire. Cette analyse doit être effectuée pour le scénario selon lequel la qualité des allocations fournies par Atrias à Elia s'améliore ainsi que pour le scénario selon lequel la qualité ne s'améliore pas.
- 4) Une mise en place des améliorations proposées qui ne demande pas une modification du contrat-type des BRP.
- 5) Une proposition d'Elia sur les modifications nécessaires du contrat-type des BRP.

4.4.2. Date de livraison et livrables

Partie 1 - Monitoring et analyse des problèmes / possibilités d'amélioration des allocation provisoires générées par Atrias : Fin Q1 2024

Partie 2 - Effectuer une analyse des risques historiques relatifs à des garanties trop élevées ou trop basses et la transmettre à la CREG : Fin Q1 2024

Partie 3 - Analyse de la possibilité de facturer plus rapidement les BRP avec ou sans amélioration des allocations Atrias et impacts éventuels sur les garanties bancaires : Fin Q2 2024

Partie 3 bis - Lancement d'une consultation publique d'au moins 3 semaines sur les parties 1 et 3 du rapport d'étude: pour le 1er septembre 2024 au plus tard. Elia peut évidemment organiser la consultation avant le 1er septembre si elle considère que la réalisation des parties 4 et 5 ci-après le nécessite.

Partie 4 - Soumission d'un plan d'implémentation et mise en place des améliorations proposées, qui ne demandent pas de modification du contrat-type des BRP et qui sont réalisables pour fin Q4 2024 conformément au plan d'implémentation: Fin Q4 2024

Partie 5 - Une proposition d'Elia sur les modifications qui devront être apportées au contrat-type des BRP, consultation du WG Balancing et rapport final à la CREG: Fin Q4 2024.

- Ceci n'implique pas forcément une consultation formelle du contrat-type BRP afin de ne pas empêcher, le cas échéant, d'autres modifications non-liés au présent incitant. Les modifications au contrat-type BRP seront apportées lors de la première révision du document organisée fin 2024 ou en 2025.

4.4.3. Montant associé

600.000 €. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation des tâches précitées et à leur acceptation par la CREG.

4.4.4. Contexte et justification

La révision du calendrier de la facturation des BRPs serait un pas important en termes de facilitation du marché. Les différentes améliorations visées dans le cadre du présent projet doivent en effet permettre de :

- donner aux BRPs une meilleure vue sur leurs déséquilibres en cours de mois de production ;
- diminuer le besoin de garantie bancaire sur le contrat BRP ;
- faciliter l'accès au marché de nouveaux BRPs et augmenter ainsi la concurrence entre BRPs.

L'importance de ces améliorations est renforcée dans le contexte de marché actuel pour les raisons suivantes :

- 1) les montants des factures de déséquilibre et des notes de crédit sont importants. Une facturation plus proche de la livraison devient absolument nécessaire si l'on veut pouvoir réduire les contraintes qui pèsent sur les BRPs en termes de garantie financières ;
- 2) les processus de marché évoluent vers le temps réel (offres de flexibilité, comptage, facturation, etc.) de telle sorte que le maintien de processus d'allocation et de facturation des BRPs sur plusieurs mois est une perte d'efficacité significative.

Les améliorations identifiées permettraient par ailleurs de diminuer l'exposition financière d'ELIA et les risques financiers qui y sont liés.

Exemple : Pour une livraison en décembre, la facture est envoyée fin février et le paiement est dû à la fin du mois de mars. Si un BRP n'est pas en mesure de payer les factures à partir d'avril, les factures de livraison de janvier, février et mars sont également menacées.

4.5. IMPLEMENTATION DE TESTS INTELLIGENTS DE LA DISPONIBILITE DES RESERVES

Ce projet vise à affiner et à mettre en œuvre le résultat de l'incitant Smart Testing réalisé en 2020.

Le texte original de l'incitant a été modifié par la CREG pour les raisons suivantes :

- Un paragraphe supplémentaire a été ajouté pour préciser que cet incitant répondra de manière suffisante aux commentaires formulés par les acteurs du marché lors de la consultation publique de 2020. Etant donné que l'objectif final du projet est sa mise en œuvre sans processus de consultation sur la méthode finale, la CREG souhaite, avec la condition susmentionnée, équilibrer l'incitant par rapport à un processus de consultation normal : sans le soutien des acteurs du marché, la mise en œuvre du Smart Testing ne va aller de soi pour Elia et/ou les acteurs du marché. Si l'on reprend les réponses à la consultation publique de 2020, les réponses suivantes des acteurs du marché peuvent s'avérer pertinentes pour le présent projet :
 - l'application concrète de la méthode de Smart Testing et les valeurs concrètes des paramètres doivent être clarifiées ;
 - il est possible que la mise en œuvre du Smart Testing nécessite également un travail au niveau des BSP. Par conséquent, un compromis entre les avantages et les coûts doit être effectué avant la mise en œuvre ;
 - le principe selon lequel le nombre de tests doit être fortement diminué pour les BSP et/ou selon lequel les points de fourniture qui réussissent fréquemment un contrôle d'activation ou un test de disponibilité sont soutenus, n'apparaît pas de manière suffisamment claire à la suite du Smart testing.
- La CREG note également une évolution du cadre réglementaire entre la fin du projet de 2020 et le début du présent projet. Par conséquent, un paragraphe a été ajouté pour évaluer la compatibilité du Smart Testing avec le cadre réglementaire actuel. Il est également ajouté que l'incitant doit examiner l'organisation pratique d'un test. En effet, d'autres GRT suivent des procédures légèrement différentes pour organiser un test. Par exemple, Tennet (Pays-Bas) exige que les BSP soient activés via le marché. Cette approche limite l'imprévisibilité du test, aligne le test sur les besoins du système et limite la rémunération pour l'activation. Le résultat peut être que le test continue d'atteindre son objectif à un coût moindre pour les BSP. Ces approches et d'autres approches de GRT en Europe doivent être examinées dans le cadre de cet incitant.

4.5.1. Description

L'évaluation de la disponibilité des réserves d'équilibrage est une obligation légale et un droit contractuel d'Elia. Elia a proposé en 2020 une méthodologie visant à déterminer de manière plus ciblée à quel moment effectuer les tests de disponibilité et quelles offres activer dans ce cadre. En exploitant davantage les données disponibles afin d'accroître l'efficacité des tests de disponibilité, cette méthodologie permet, pour autant que le BSP réussisse ces tests, d'en diminuer le nombre et de réduire ainsi les coûts associés.

Le plan d'implémentation de l'étude proposait une implémentation phasée pour les différents produits d'équilibrage, commençant par le produit mFRR. Divers changements de design ont depuis été implémentés ou sont prévus, qui nécessitent une mise à jour de l'étude avant de se lancer dans l'implémentation de la méthodologie à proprement parler.

De plus, la mise à jour de l'étude répondra aux remarques pertinentes formulées par les acteurs du marché dans le cadre de la consultation publique organisée en 2020, afin de répondre aux craintes potentiellement encore présentes par rapport à une application effective des tests. Pour le vérifier, le projet doit être soumis à la consultation des acteurs du marché en mai 2024 et en septembre 2024 afin de recueillir et d'examiner les éventuelles oppositions, ainsi que leur justification .

Cette mise à jour analysera aussi les modalités pratiques par rapport à l'organisation des tests et les évaluera en appliquant le principe d'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées, et en tenant compte du cadre donné par la méthodologie pour la classification des finalités de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage et l'EBGL en général. Dans cette analyse, les acteurs du marché auront également l'occasion de proposer leurs propres modalités pratiques, qui seront évaluées par Elia sur la base des critères mentionnés ci-dessus.

L'objectif du présent incitant est de procéder à cette mise à jour (pour la mFRR et l'aFRR) et d'implémenter cette méthodologie de tests pour une application à la mFRR dès début 2025.

4.5.2. Dates de livraison et livrables

Fin mars 2024 : évaluation par Elia de l'impact sur la méthodologie de 2020 (i) des changements de design introduits pour la mFRR et l'aFRR en préparation de la connexion aux plateformes MARI et PICASSO et (ii) des conclusions de l'incitant de 2023 sur l'évaluation des modalités de préqualification, de contrôle et des pénalités pour les services mFRR et aFRR, avec présentation aux acteurs de marché ;

Fin mai 2024 : Finalisation de la mise à jour de l'étude et, le cas échéant, identification des modifications à apporter à la méthodologie de 2020 ; consultation du GT Équilibre ;

Mi-septembre 2024 : lancement du « parallel run » interne pour la mFRR ;

Mi-septembre 2024 : proposition par Elia des modifications à apporter aux dispositions des T&C mFRR relatives aux tests intelligents ; consultation du WG Balancing³ ;

Mi-décembre 2024 : présentation des résultats du « parallel run » à la CREG (confidentiel) et proposition d'un plan d'implémentation pour l'aFRR ;

Fin décembre 2024 : utilisation opérationnelle des outils développés pour sélectionner les offres devant faire l'objet d'un test de disponibilité⁴.

³ La consultation formelle des T&C BSP mFRR n'est pas reprise dans la description de l'incitant afin de pouvoir, le cas échéant, étendre sans contrainte de planning le périmètre des modifications des T&C à des changements non-liés aux tests de disponibilité intelligents. A priori, les modifications aux T&C BSP mFRR pourront être apportées lors de la première révision des T&C BSP mFRR organisée en 2025

⁴ L'application complète de la méthodologie, p.ex. en termes d'impact sur le nombre maximum de tests effectués, dépendra du moment effectif d'entrée en vigueur des T&C BSP mFRR amendés

4.5.3. Montant associé

Montant associé : 900.000 €. 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 justifications

Les tests de disponibilité des réserves sont nécessaires afin de garantir que les BSPs disposent effectivement dans leur portefeuille de la flexibilité nécessaire pour satisfaire à leurs obligations en cas de vente à Elia de capacité d'équilibrage. Ces tests sont non-rémunérés, en d'autres termes, l'activation d'offres d'énergie du BSP dans le cadre du test n'est pas payée. Les acteurs de marché insistent dès lors pour que le nombre de ces tests soit aussi limité que possible. Elia a également un intérêt à limiter ce nombre de tests, dans la mesure où les tests de disponibilité ne contribuent pas nécessairement à l'équilibre du système et doivent, lorsque ce n'est pas le cas, être compensés par l'activation d'autres moyens d'équilibrage.

Afin d'obtenir des garanties suffisantes quant à la disponibilité des réserves contractées sans pour cela effectuer un nombre important de tests, Elia tente de sélectionner pour ces tests les offres qui sont les plus susceptibles de mettre en lumière un défaut de la part du BSP. La méthodologie développée pour effectuer des tests « intelligents » doit contribuer à cet objectif en ciblant préférentiellement pour les tests de disponibilité des offres sur base d'un système de scores tenant compte notamment de la performance observée lors d'activations précédentes.

Avec la connexion d'Elia aux plateformes européennes MARI et PICASSO, la fréquence d'activation des offres des BSPs belges en fin de liste de « merit order » est susceptible de diminuer. Il sera d'autant plus important dès lors de s'assurer grâce à des tests de disponibilité de la fiabilité de ces offres. Ce besoin est plus aigu pour la mFRR, dont la fin de liste de « merit order » est rarement activée. Par ailleurs, la suppression prévue en 2024 de l'obligation de fournir l'énergie, lors de l'activation d'une offre de mFRR contractée, exclusivement avec les points de livraison renseignés sans l'offre (Elia a l'intention en effet d'autoriser pour tous les contrôles d'activation de mFRR une approche « portefeuille ») diminuera la visibilité pour Elia sur la disponibilité effective des points de livraison renseignés dans les offres contractées. Cette priorité accordée à la mFRR concorde par ailleurs avec la demande des BSPs en 2020 de privilégier l'implémentation de la méthodologie pour ce type de ressource.

Le plan d'implémentation relatif à l'aFRR devra être précisé sur base d'une analyse de faisabilité détaillée, d'un premier retour d'expérience sur la mFRR en cours d'année 2024 et de la valeur ajoutée de l'application de la méthodologie à ce produit.

4.6. CO-OPTIMISATION POUR MINIMISER LES COÛTS DU SYSTÈME LIÉS À LA GESTION DE LA CONGESTION ET À L'ÉQUILIBRAGE DU RÉSEAU

La CREG a proposé elle-même un incitant visant à minimaliser les coûts du système relatifs aux congestions et à l'équilibrage du réseau.

Les congestions internes en temps réel entraînent une limitation des offres d'énergie d'équilibrage. La disponibilité suffisante d'énergie d'équilibrage est nécessaire pour une exploitation sûre du réseau européen. En outre, l'indisponibilité d'offres d'énergie d'équilibrage entraîne des coûts élevés, en raison d'une merit order curve plus limitée.

Actuellement, les offres de redispatching sont utilisées pour éviter que les congestions internes ne conduisent à une exploitation dangereuse du système, en raison de la surcharge de lignes internes. Ces offres de redispatching sont actuellement utilisées sans tenir compte de l'impact des congestions internes, après activation des offres de redispatching, sur la liquidité de l'énergie d'équilibrage. Il convient de se demander si l'utilisation d'offres de redispatching pour éviter la surcharge de lignes internes et résoudre les problèmes de liquidité sur le marché de l'équilibrage conduit aux coûts les plus bas pour les consommateurs finals : l'augmentation des coûts de redispatching peut en effet être entièrement compensée par une diminution des coûts d'équilibrage.

Par conséquent, cet incitant vise à quantifier le potentiel de minimisation des coûts du système (coûts de redispatching et coûts dus à l'indisponibilité des offres d'énergie d'équilibrage) par une utilisation plus importante des ressources de redispatching disponibles. Un compromis peut être trouvé entre l'augmentation des coûts du système par l'utilisation d'offres de redispatching et la réduction des coûts du système par l'effet consécutif d'une plus grande disponibilité d'offres d'énergie d'équilibrage. L'optimisation de ce compromis est l'objectif de cet incitant.

La quantification du potentiel de minimisation des coûts du système est réalisée en développant un outil d'optimisation stochastique. Cet outil est appliqué aux informations dont dispose Elia concernant les volumes et les prix de redispatching, les volumes et les prix de l'énergie d'équilibrage et les attentes concernant les besoins d'activation. Le résultat vise à mieux comprendre les avantages potentiels et la faisabilité de l'application opérationnelle de l'outil développé.

Comme indiqué dans le chapitre 3 de la présente décision, suite aux réactions à la consultation publique, la CREG a décidé de supprimer cet objectif pour l'incitant 2024. La CREG considère toutefois que la partie du projet relative à l'analyse coûts-bénéfices et à la minimalisation des coûts du système (coûts de redispatching et coûts dus à l'indisponibilité des offres d'énergie d'équilibrage) est en réalité déjà abordée dans le projet « Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestions et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre des contrats avec accès flexible ».

4.7. OPTIMISATION ECONOMIQUE DE L'UTILISATION DES MOYENS D'EQUILIBRAGE ET DES PRODUITS D'EQUILIBRAGE PAR ELIA

La CREG propose elle-même ce projet qui vise à minimaliser les coûts d'équilibrage du réseau.

Pour équilibrer le système, Elia dispose de plusieurs ressources : le règlement des déséquilibres, l'aFRR et la mFRR. Avec la perspective de rejoindre les plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage, le prix de ces ressources d'équilibrage sera déterminé par les courbes européennes de l'offre et de la demande tant que la capacité de transport transfrontalière sera suffisante. Il en résulte que le coût de l'équilibrage, pour Elia, dépend des actions de GRT étrangers et des importations de ressources d'équilibrage moins chères. Les actions des GRT et les importations de ressources sont déterminées produit par produit.

Par conséquent, la question se pose de savoir si la méthode réactive d'activations mFRR basée sur les volumes, et visant à désaturer l'utilisation de l'aFRR, doit être révisée et remplacée par une stratégie d'activation basée sur les coûts d'équilibrage. A titre d'illustration, en supposant une capacité de transport transfrontalière suffisante, on peut considérer qu'en cas de déséquilibre élevé en Allemagne et/ou en Autriche, les prix du marché aFRR transfrontaliers seront également élevés, de sorte qu'une stratégie d'activation plus proactive des ressources mFRR en Belgique pourrait être plus optimale en termes de coûts qu'une stratégie d'activation réactive.

Le projet vise à faire un premier pas vers le développement d'un prototype qui quantifie les avantages potentiels d'une stratégie d'activation sur la base des coûts d'équilibrage. La description actuelle prévoit déjà une optimisation complète. Vu le caractère innovant de ce projet, la CREG estime que la probabilité d'obtenir des résultats utilisables à la fin est relativement faible. Dans le cadre du projet de décision, la CREG a invité les acteurs du marché à commenter cet objectif et à proposer des éventuelles alternatives, telles que l'alternative rule-based décrite dans l'exemple du paragraphe précédent.

Suite aux réactions à la consultation publique, étant donné le manque de données sur les prix du marché transfrontalier de l'énergie d'équilibrage, la CREG supprime cet objectif pour 2024 mais le proposera éventuellement pour l'incitant en 2025.

4.8. ANALYSE DE LA FAISABILITE TECHNIQUE DE LA DECONNEXION SELECTIVE DE LA CHARGE

Ce projet a été proposé par la CREG dans le cadre du projet de décision. Suite à la consultation publique et aux réactions spécifiques à ce projet, la CREG décide de ne pas l'inclure dans la liste des projets pour l'année 2024.



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

Sigrid JOURDAIN
Directrice

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président du Comité de direction

ANNEXE 1

Proposition d'Elia de liste de projets prioritaires pour l'année 2024 dans le cadre des incitants d'équilibrage

ANNEXE 2

Réactions reçues lors de la consultation publique