

Document de consultation publique

(PRD)658E/84

24 juillet 2023

à savoir

Projet de 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

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 2024 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 5 semaines et se termine le 28.08.2023 à 23.59 CET inclus.

2) Mode de transmission des observations :

Par courriel à consult.658E84@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.658E84@creg.be

Projet de décision

(B)658E/84

19 juillet 2023

Projet de 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 régulatoire 2024-2027

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	4
1. CADRE LEGAL	5
2. ANTECEDENTS	5
3. CONSULTATION	5
4. PROJET DE DECISION	6
4.1. AMÉLIORATION DE LA MISE À DISPOSITION DE DONNÉES PAR ELIA	7
4.1.1. Description	8
4.1.2. Date de livraison et livrables	8
4.1.3. Montant associé	9
4.1.4. Contexte et justification	9
4.2. 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	9
4.2.1. Description	10
4.2.2. Date de livraison et livrables	11
4.2.3. Montant associé	12
4.2.4. Contexte et justification	12
4.3. 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	13
4.3.1. Description	13
4.3.2. Date de livraison et livrables	14
4.3.3. Montant associé	14
4.3.4. Contexte et justification	14
4.4. PROCESSUS DE FACTURATION DES BRP	15
4.4.1. Description	15
4.4.2. Date de livraison et livrables	17
4.4.3. Montant associé	17
4.4.4. Contexte et justification	17
4.5. IMPLÉMENTATION DE TEST INTELLIGENTS DE LA DISPONIBILITÉ DES RÉSERVES.....	18
4.5.1. Description	19
4.5.2. Dates de livraison et livrables.....	19
4.5.3. Montant associé	20
4.5.4. Contexte et justifications.....	20
4.6. CO-OPTIMISATION POUR MINIMISER LES COÛTS DU SYSTÈME LIÉS À LA GESTION DE LA CONGESTION ET A L'EQUILIBRAGE DU RESEAU	21

4.6.1.	Description	21
4.6.2.	Date de livraison & Delivrables	22
4.6.3.	Montant associé	22
4.6.4.	Contexte	22
4.7.	OPTIMISATION ÉCONOMIQUE DE L'UTILISATION DES MOYENS D'ÉQUILIBRAGE ET DES PRODUITS D'ÉQUILIBRAGE PAR ELIA.....	23
4.7.1.	Description	24
4.7.2.	Date de livraison & Delivrables	24
4.7.3.	Montant associé	25
4.7.4.	Contexte	25
4.8.	ANALYSE DE LA FAISABILITÉ TECHNIQUE DE LA DÉCONNEXION SÉLECTIVE DE LA CHARGE	25
4.8.1.	Description	25
4.8.2.	Date de livraison & Delivrables	26
4.8.3.	Montant associé	26
4.8.4.	Contexte	26
ANNEXE	27

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, 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 2024 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 19 juillet 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 réglementaire 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.

3. CONSULTATION

Le comité de direction de la CREG a décidé d'organiser durant une période de six semaines sur le site Internet de la CREG, une consultation publique sur le présent projet de décision. La consultation publique débutera le 24 juillet et se terminera le 28 août 2023.

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

Le projet de 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 :

- le 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 ce projet de 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 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 incitant 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. AMÉLIORATION DE LA MISE À DISPOSITION DE DONNÉES PAR ELIA

La CREG accepte le projet proposé par Elia mais y apporte 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 cet incitant seront applicables et prêts à être utilisés par tous les acteurs du marché concernés. Par conséquent, l'objectif de 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 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.

Les acteurs du marché sont invités à exprimer leur intérêt pour le projet et à indiquer s'il est considéré comme prioritaire par rapport aux autres projets. Dans ce dernier cas, il est demandé de mentionner

explicitement les projets qui sont considérés comme moins prioritaires. Enfin, les acteurs du marché sont invités à se prononcer sur le contenu du projet et à éventuellement suggérer des modifications.

4.1.1. Description

L'objectif de cet incitatif 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 terme 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 séquençage 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'incitatif 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

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

4.1.4. 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 CONGESTION 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 d'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:
 - ceci comprend entre autres (i) la méthodologie de calcul de l'énergie 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 volumes 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 congestions, 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'optimalisation 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 présenter¹ 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.

¹ 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.

- **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

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

4.2.4. 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 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 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

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

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

- le 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 de l'incitant, le texte fait désormais référence à toute les types d'activation ;
- le 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 de l'incitant tant qu'elles n'ont pas fait l'objet d'une consultation ni été approuvées par la CREG ;
- le texte élargit l'impact potentiel du résultat de l'incitant 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. 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.

Les acteurs du marché sont invités à exprimer leur intérêt pour l'incitant et à indiquer s'il est considéré comme prioritaire par rapport à d'autres incitants. Dans ce dernier cas, il est demandé de mentionner explicitement les incitants concrets qui sont considérés comme moins prioritaires. Enfin, les acteurs du marché sont invités à se prononcer sur le contenu de l'incitant et à éventuellement suggérer des modifications.

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 de balancing 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 incitatif mais seront prises en compte dans celles-ci.
- 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

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

4.3.4. 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.

Ensuite, 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

30ième 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 incitant, 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 incitant 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 allocations 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 et impacts positifs sur la garantie bancaire : Fin Q2 2024
- Partie 4 – Lancement consultation publique du rapport d'étude sur les parties 1 et 3 : pour le 1er septembre 2024 au plus tard
- Partie 5 - Proposition par Elia des modifications à apporter au contrat-type 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.
- Partie 6 : mise en place de la solution proposée: Fin Q4 2024

4.4.3. Montant associé

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 différents éléments qui seront développés et publiés sur le site Web d'Elia ;
- la publication d'un rapport expliquant le fonctionnement de l'outil développé par Elia.

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 incitant doivent en effet permettre de :

- donner aux BRPs une meilleure vue sur leur déséquilibre 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 et 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 (ou RT pour « real time ») (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. IMPLÉMENTATION DE TEST INTELLIGENTS DE LA DISPONIBILITÉ DES RÉSERVES

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. Étant donné que l'objectif final de l'incitant 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 devrait pas s'imposer à Elia et/ou aux acteurs du marché. Si l'on reprend les réponses à la consultation publique, 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 de mise en œuvre 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 de l'incitant en 2020 et le début de cet incitant. En conséquence, 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.

Les acteurs du marché sont invités à exprimer leur intérêt pour l'incitant et à indiquer s'il est considéré comme prioritaire par rapport à d'autres incitants. Dans ce dernier cas, il est demandé de mentionner explicitement les incitants concrets qui sont considérés comme moins prioritaires. Enfin, les acteurs du marché sont invités à se prononcer sur le contenu de l'incitant et à éventuellement suggérer des modifications.

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.

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 ;
- 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 Balancing ²;
- 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 disponibilité³.

4.5.3. Montant associé

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

4.5.4. 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 test « 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

² 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.

³ 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.

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 A L'ÉQUILIBRAGE DU RESEAU

La CREG propose 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 minimalisation 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 disponibles. Cette quantification est réalisée en développant un outil d'optimisation stochastique qui minimise les coûts du système. 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.

Les acteurs du marché sont invités à exprimer leur intérêt pour l'incitant et à indiquer s'il est considéré comme prioritaire par rapport à d'autres incitants. Dans ce dernier cas, il est demandé de mentionner explicitement les incitants concrets qui sont considérés comme moins prioritaires. Enfin, les acteurs du marché sont invités à se prononcer sur le contenu de l'incitant et à éventuellement suggérer des modifications.

4.6.1. Description

Cet incitant a pour but de concevoir et de mettre en œuvre un modèle d'optimisation qui vise l'utilisation optimale d'offres de *redispatching*, avec pour objectif de rendre disponibles d'avantage d'offres d'énergie d'équilibrage et donc de minimaliser les coûts totaux du système.

L'objectif du modèle est la minimalisation des coûts du système (total des coûts d'équilibrage et des coûts de *redispatching*). Ce modèle doit prendre en compte, entre autres, les éléments suivants :

- le coût d'activation des offres de *redispatching* ;
- son impact sur les CRI (*congestion risk indicators*) ;
- son impact sur la disponibilité des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR, du fait de la libération de la capacité de transport interne disponible ;
- la probabilité d'activation des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR disponibles à des fins d'équilibrage.

Le modèle et ses paramètres sont établis après concertation avec les acteurs du marché afin qu'un prototype du modèle puisse être développé dans le cadre de l'incitant et que ce prototype soit appliqué aux observations et données disponibles. Le résultat de cette application quantifiera les avantages réels en termes de réduction des coûts du système.

L'incitant vise également à analyser les modalités pratiques du déploiement opérationnel de ce modèle. En effet, l'activation d'offres de *redispatching* peut mettre plus longtemps jusqu'au moment de la fourniture que ce qui est possible après l'heure de fermeture du guichet pour les offres d'énergie d'équilibrage. Par conséquent, un compromis doit être fait entre la courbe des offres de *redispatching* disponible et l'incertitude liée à la courbe des offres d'énergie d'équilibrage. Ces modalités pratiques peuvent, en plus des éléments de procédure, inclure une validation de la robustesse de l'optimisation dans le cas où les BSP seraient toujours en mesure de modifier les offres d'énergie d'équilibrage après l'application du modèle.

4.6.2. Date de livraison & Livrables

Au cours de l'année : concertation et coordination suffisantes avec les acteurs du marché.

20 décembre 2024 : introduction d'un rapport contenant les éléments suivants :

- description du modèle d'optimisation ;
- analyse coûts-bénéfices sur la base de l'application du prototype ;
- description des modalités pratiques pour rendre le modèle opérationnel ;
- rapport de consultation reprenant les réactions des acteurs du marché sur l'ensemble des éléments susmentionnés ;
- évolutions ou améliorations nécessaires qui peuvent être apportées au modèle.

4.6.3. Montant associé

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

4.6.4. Contexte

Quasiment en temps réel, les acteurs du marché mettent à la disposition d'Elia des offres de *redispatching* et des offres d'énergie d'équilibrage dans le but d'assurer la sécurité d'exploitation du

système. Les offres de *redispatching* servent à résoudre les congestions internes, sur la base de l'indicateur CRI. Les offres d'énergie d'équilibrage visent à maintenir le système en équilibre.

La disponibilité des offres d'énergie d'équilibrage dépend de la présence (du risque) de congestions internes. En effet, les offres d'énergie d'équilibrage qui augmentent (le risque de) la congestion interne peuvent être rendues indisponibles en vertu de l'article 29 de l'EBGL. D'une part, le fait de rendre les offres d'énergie d'équilibrage indisponibles augmente le risque que les offres d'énergie d'équilibrage soient insuffisantes pour compenser le déséquilibre dans le bloc RFP d'Elia. D'autre part, le fait de rendre indisponibles des offres d'énergie d'équilibrage réduit la liquidité sur les marchés d'énergie d'équilibrage. Ces deux effets augmentent les coûts du système.

La minimalisation des coûts du système étant recherchée, 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.

Actuellement, les coûts du système associés à des offres d'énergie d'équilibrage indisponibles sont faibles. Néanmoins, les limites du réseau devraient être atteintes plus fréquemment dans un avenir proche. En conséquence, ces coûts de système devraient augmenter. Cet incitant vise à agir de manière proactive par rapport à cette évolution attendue.

4.7. OPTIMISATION ÉCONOMIQUE DE L'UTILISATION DES MOYENS D'ÉQUILIBRAGE ET DES PRODUITS D'ÉQUILIBRAGE PAR ELIA

La CREG propose elle-même un incitant visant 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'exemple hypothétique, 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.

L'incitant vise à faire un premier pas vers le développement d'un prototype qui quantifie le potentiel des avantages 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 cet incitant, la CREG estime que la probabilité d'obtenir des résultats utilisables à la fin est faible. La CREG invite les acteurs du marché à commenter cet objectif et à proposer des alternatives possibles, telles que l'alternative *rule-based* décrite dans l'exemple du paragraphe précédent.

Les acteurs du marché sont également invités à faire part de leur intérêt pour l'incitant et de la priorité qu'ils lui accordent par rapport à d'autres incitants. Dans ce dernier cas, il est demandé de mentionner explicitement les incitants concrets qui sont considérés comme moins prioritaires. Enfin, les acteurs du marché sont invités à se prononcer sur le contenu de l'incitant et à éventuellement suggérer des modifications.

4.7.1. Description

Cet incitant vise à développer un modèle d'optimisation qui permettra à Elia de minimaliser les coûts du système associés à l'activation de l'énergie d'équilibrage. La minimalisation des coûts d'équilibrage est obtenue en répartissant de manière optimale en termes de coûts les activations FRR nécessaires attendues entre les produits aFRR et mFRR disponibles, sur la base de leurs prix attendus, y compris ceux déterminés par les plates-formes européennes. Le modèle d'optimisation permet donc à Elia de poursuivre une stratégie d'activation optimale en termes de coûts, à savoir une combinaison entre une stratégie d'activation réactive et une stratégie d'activation proactive.

L'élaboration de cet incitant comprend notamment (i) l'estimation des prix marginaux transfrontaliers pour la mFRR et pour l'aFRR sur les plateformes européennes, (ii) la détermination de la fonction de probabilité des activations FRR nécessaires pour compenser les déséquilibres dans le bloc RFP d'Elia, et (iii) une minimalisation stochastique des coûts totaux d'énergie d'équilibrage dus aux activations FRR par l'utilisation optimale des produits mFRR et aFRR disponibles.

Le modèle développé dans le cadre de cet incitant sera appliqué pour évaluer sa précision. La précision de tous les aspects du modèle, y compris les erreurs de prédiction des prix transfrontaliers, et la performance totale du modèle en termes de potentiel d'économie des coûts entre l'activation réelle de la mFRR et de l'aFRR, et l'activation recommandée de la mFRR et de l'aFRR en tant que résultat de l'optimisation sont évaluées. Sur cette base, des recommandations d'amélioration du modèle sont formulées, y compris une hiérarchisation des recommandations concernant l'impact le plus important sur la performance globale du modèle. Ces recommandations peuvent faire l'objet d'un incitant au cours de l'année 2025.

4.7.2. Date de livraison & Livrables

Les étapes suivantes doivent être réalisées pour le 20 décembre 2024 :

- projet du modèle d'optimalisation ;
- développement d'un prototype du modèle d'optimalisation ;
- application de ce modèle aux données historiques ;
- détermination de la performance (des aspects) du modèle ;
- formulation de recommandations d'améliorations, en vue de minimaliser autant que possible les coûts d'énergie d'équilibrage ;
- consultation du marché, en vue de recueillir un feedback ;
- rédaction d'un rapport contenant les éléments ci-dessus, y compris la justification des choix effectués, le rapport de consultation et un plan de mise en œuvre.

Le rapport est soumis à la CREG au plus tard le 20 décembre 2024.

Pendant la durée de l'incitant, une concertation effective avec le marché sera assurée, si nécessaire par l'organisation de workshops dédiés.

4.7.3. Montant associé

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

4.7.4. Contexte

En 2021, en raison de la forte augmentation des coûts de déséquilibre, les acteurs du marché ont demandé à plusieurs reprises d'évaluer la méthode l'équilibrage du bloc RFP d'Elia et d'élaborer des propositions visant à rendre l'équilibrage du bloc RFP d'Elia plus efficace en termes de coûts. Dans ce cadre, une utilisation économiquement plus optimale des ressources aFRR et mFRR a été identifiée par des acteurs du marché. En utilisant des offres d'énergie d'équilibrage mFRR moins chères de manière plus proactive, l'activation d'offres d'énergie d'équilibrage aFRR coûteuses pourrait être évitée. Grâce à une utilisation plus optimale en termes de coûts des ressources d'équilibrage disponibles, les prix de déséquilibre refléteront le coût réel de la compensation des déséquilibres et, par conséquent, l'état du système. Ce mode d'activation plus proactif peut néanmoins entraîner des coûts, par exemple en raison d'activations opposées de ressources aFRR et mFRR. Étant donné que l'on cherche à minimaliser les coûts du système, ces coûts doivent être minimalisés.

4.8. ANALYSE DE LA FAISABILITÉ TECHNIQUE DE LA DÉCONNEXION SÉLECTIVE DE LA CHARGE

Cet incitant est proposé par la CREG.

4.8.1. Description

La question à laquelle ce projet doit répondre est de savoir dans quelle mesure il est techniquement possible d'isoler les consommateurs prioritaires (présents sur les listes USR de haute priorité) qui se trouvent dans les tranches interruptibles, étant donné qu'ils sont alimentés par des lignes qui peuvent également alimenter des consommateurs interruptibles. En d'autres termes, les ménages situés sur les lignes d'alimentation partant des sous-stations de distribution d'Elia auxquelles sont raccordés les hôpitaux bénéficient également d'un traitement prioritaire. Un autre fait technique est que, bien que les consommateurs prioritaires et sensibles ne soient pas déconnectés, il ne peut être techniquement exclu qu'ils puissent également être brièvement privés d'électricité, compte tenu des manipulations que les gestionnaires de réseaux de distribution doivent effectuer. Cela explique, entre autres, la présence généralisée d'une alimentation de secours dans les hôpitaux pour assurer la continuité de l'approvisionnement en électricité. Ces deux contraintes techniques sont importantes en termes d'efficacité et d'efficacité de la procédure de déconnexion manuelle de la charge dans le plan de défense du réseau. La CREG estime qu'il est important qu'une analyse de faisabilité technique soit réalisée par Elia en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution afin d'identifier les possibilités de sélectionner et d'isoler efficacement les consommateurs prioritaires et de ne pas les déconnecter. Malgré ses demandes répétées sur la question, la CREG n'a pas connaissance de la

réalisation d'une telle analyse. Cette analyse devient par ailleurs plus importante à mesure que les groupes d'utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité s'élargissent.

4.8.2. Date de livraison & Livrables

Phase 1 : établir un inventaire du potentiel technique actuel (et attendu) de la déconnexion sélective de la charge (et du redémarrage)

Phase 2 : Établir un inventaire (phase 1) se rapportant aux listes de consommateurs prioritaires (listes des USR de haute priorité du PDR et PR), y compris les tranches interruptibles, et en tirer des conclusions

Phase 3 : Rechercher des actions nécessaires pour que les consommateurs prioritaires (listes des USR de haute priorité) puissent être protégés de manière sélective (c'est-à-dire qu'ils soient alimentés en permanence pendant la défense du réseau et en priorité pendant la reconstitution du réseau (par exemple, après un blackout).

4.8.3. Montant associé

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

4.8.4. Contexte

Voir avis CREG relatifs à la proposition de listes adaptées des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution d'Elia Transmission Belgium SA :

- Avis (A)2330 du 30 mars 2023,
- Avis (A)2330 du 21 janvier 2022,
- Avis (A)2215 du 18 mars 2021 et
- Avis (A)2149 du 2 décembre 2020.

///

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

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