

# Document de consultation publique

(PRD)658E/80

24 novembre 2022

à savoir

Projet de décision sur les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027

# 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 :

Dans le cadre de la consultation publique sur le projet d'arrêté (Z)1109/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027, qui s'est tenue du 22 avril au 12 mai 2022, la CREG a publié une note sur « *Note sur les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027* ». Cette note précisait que :

*« Vu les discussions ayant pris place avec le gestionnaire du réseau dans le cadre de l'élaboration du projet d'arrêté précité, et dans le but d'offrir un maximum de visibilité tant au gestionnaire du réseau qu'aux acteurs du marché, la présente note détaille certaines modalités de détermination de ces incitants que la CREG reprendra dans son projet de décision qui sera soumis à une consultation publique avant l'introduction de la proposition tarifaire 2024-2027 ».*

L'arrêté (Z)1109/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027 ayant été adopté le 30 juin 2022, la CREG organise maintenant une consultation sur les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027.

### Modalités de la consultation :

1) Période de consultation :

Cette période de consultation compte 6 semaines et se termine le 12 janvier 2023 à 23.59 CET inclus.

2) Mode de transmission des observations :

Par courriel à [consult.658E80@creg.be](mailto:consult.658E80@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 :

Brice Libert, +32 2 289 76 11, [consult.658E80@creg.be](mailto:consult.658E80@creg.be)

# Projet de décision

(B)658E/80

24 novembre 2022

Projet de décision sur les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027

Article 23, § 1<sup>er</sup> de l'Arrêté (Z)1109/11 du 30 juin 2022 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027

Non-confidentiel

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. CADRE LEGAL .....	3
2. ANTECEDENTS.....	7
3. CONSULTATION PUBLIQUE.....	7
4. PROJET DE DECISION .....	8
4.1. Incitant à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations visé a l'article 22 de la méthodologie tarifaire .....	8
4.1.1. Définitions.....	8
4.1.2. Objectifs.....	8
4.1.3. Calcul de l'incitant.....	9
4.1.4. <i>Reporting</i> vers la CREG .....	9
4.1.5. Circonstances particulières.....	10
4.2. Incitants favorisant l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement visés à l'article 24 de la méthodologie tarifaire .....	10
4.2.1. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge.....	10
4.2.2. Réalisation dans les délais de projets d'infrastructure majeurs.....	26
4.3. Incitants favorisant l'amélioration de la qualité du service visés a l'article 25 de la méthodologie tarifaire.....	27
4.3.1. Satisfaction des utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement.....	27
4.3.2. Satisfaction de tous les utilisateurs du réseau .....	28
4.3.3. Qualité des données mises à la disposition du marché.....	29
4.4. Incitants à l'innovation visés à l'article 26 de la méthodologie tarifaire .....	36
4.4.1. Incitant à l'innovation visé à l'article 26, § 1 de la Méthodologie Tarifaire .....	36
4.4.2. Incitant à l'innovation visé à l'article 26, § 2 et 3 de la Méthodologie Tarifaire .....	37
4.5. Incitants à l'amélioration de la continuité d'approvisionnement visé à l'article 28 de la méthodologie tarifaire .....	39
4.5.1. Average Interruption Time (AIT).....	39
4.5.2. Disponibilité du <i>Modular Offshore Grid</i> (MOG I).....	42
ANNEXE 1.....	44
ANNEXE 2.....	48

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) fixe ci-après les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période 2024-2027 visées à l'article 23, § 1<sup>er</sup> de la Méthodologie Tarifaire.

Outre l'introduction, ce projet de décision s'articule en quatre chapitres. Le premier chapitre comporte la description du cadre juridique dans lequel intervient le présent projet de décision. Les antécédents pertinents ainsi que le principe de l'organisation d'une consultation publique sont exposés dans, respectivement, les deuxième et troisième chapitres. Le quatrième chapitre reprend le projet de décision.

Le présent projet de décision a été adopté par le comité de direction de la CREG le 24 novembre 2022.

## 1. CADRE LEGAL

L'article 23, § 1<sup>er</sup>, de l'Arrêté (Z)1109/11 du 30 juin 2022 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période réglementaire 2024-2027 (ci-après : la Méthodologie Tarifaire) dispose que :

*« Des incitants peuvent être attribués au gestionnaire du réseau en vue de l'encourager :*

- 1) à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement ;*
- 2) à améliorer la qualité du service ;*
- 3) à favoriser l'innovation ;*
- 4) à favoriser l'équilibre du système ; et*
- 5) à augmenter la continuité de l'approvisionnement.*

*Sans préjudice des dispositions de l'art. 22, § 5 à l'art. 28, après consultation du gestionnaire du réseau et des acteurs du marché, la CREG fixe avant l'introduction de la proposition tarifaire les modalités finales de détermination de ces incitants, notamment le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de fixation des objectifs».*

L'article 22, § 5 de la Méthodologie Tarifaire précise que:

*“ L'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations donne lieu à l'octroi d'un incitant qui est fonction des mètres carrés de rénovation réalisés. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 800.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,02 % \* 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 400.000 € en tant qu'élément de son revenu total.”*

Les articles 24 à 28 de la Méthodologie Tarifaire précisent que :

**« Art. 24.**

*§ 1. Les améliorations apportées par le gestionnaire du réseau à l'intégration du marché et à la sécurité d'approvisionnement donnent lieu à l'octroi de trois incitants :*

1) l'allocation au gestionnaire du réseau d'une partie des résultats de certaines participations financières qui contribuent clairement à l'intégration du marché et/ou à la sécurité d'approvisionnement (voir § 2) ;

2) l'allocation au gestionnaire du réseau d'un montant pour l'augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge déterminé par une méthode de calcul basée sur un ou plusieurs des éléments suivants : (i) les caractéristiques de branches critiques introduits dans le couplage des marchés, (ii) le résultat du couplage des marchés, (iii) la demande dans la zone de réglage belge, (iv) les coûts du redispatching et (v) les travaux de renforcement sur le réseau de transport belge (voir § 3) ;

3) l'allocation au gestionnaire du réseau d'un montant pour la réalisation dans les délais de, pour chaque année, entre quatre à six projets d'infrastructure majeurs (voir § 4) ;

§ 2. Les dispositions suivantes s'appliquent à l'incitant visé au § 1, 1) :

1) le gestionnaire du réseau bénéficie chaque année de quarante pourcents des dividendes perçus, des plus-values et des moins-values réalisées sur les participations financières qu'il détient dans les sociétés suivantes qui contribuent à l'intégration du marché: CORESO, HGRT et JAO. Cette liste de participations financières à laquelle cet incitant est lié peut faire l'objet d'adaptations moyennant une approbation préalable de la CREG ;

2) le solde des dividendes perçus, des plus-values et des moins-values réalisées est affecté au revenu total de la période régulatoire suivante ;

3) pour cet incitant, aucune information spécifique n'est exigée pour le rapport ex ante mais bien pour le rapport ex post.

§ 3. Les dispositions suivantes s'appliquent à l'incitant visé au § 1, 2) :

1) sans pour autant que ce montant puisse dépasser 33.800.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre  $0,97\% * RAB_{moyenne} * \text{minimum}(S; 40\%)$  ;

2) le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de 14.600.000 € en tant qu'élément de son revenu total.

§ 4. Les dispositions suivantes s'appliquent à l'incitant visé au § 1, 3) :

1) sans pour autant que ce montant puisse dépasser 8.400.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre  $0,24\% * RAB_{moyenne} * \text{minimum}(S; 40\%)$  ;

2) le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de € 4.200.000 en tant qu'élément de son revenu total.

## **Art. 25.**

§ 1. La qualité du service du gestionnaire du réseau donne lieu à l'octroi de trois incitants.

Le premier incitant est fonction de la satisfaction des utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement (ou d'une modification substantielle d'un raccordement existant) en ce qui concerne notamment le respect des délais et des budgets convenus antérieurement entre le gestionnaire du réseau et l'utilisateur. Cet incitant est basé sur une enquête de satisfaction annuelle adressée aux utilisateurs dont le raccordement a été terminé au cours de l'année précédente. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 2.300.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre  $0,07\% * RAB_{moyenne} * \text{minimum}(S; 40\%)$ . Le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant de 1.150.000 € en tant qu'élément de son revenu total.

*Le deuxième incitant est fonction de la satisfaction de tous les utilisateurs du réseau. Cet incitant est basé sur deux enquêtes de satisfaction biennuelles réalisées en alternance. La première enquête biennale est adressée aux seuls membres du User Group du gestionnaire du réseau en vue d'apprécier la qualité de l'organisation de ce User Group ainsi que la qualité du suivi administratif réalisé par le gestionnaire du réseau. La deuxième enquête biennale est adressée à tous les utilisateurs du réseau en vue d'apprécier leur satisfaction générale sur leur relation commerciale avec le gestionnaire du réseau. 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.*

*Le troisième incitant est fonction de la qualité des données mises à la disposition du marché par le gestionnaire du réseau sur son site internet ainsi que sur le site internet d'ENTSO-E. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 8.400.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,24 % \* 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 945.000 € en tant qu'élément de son revenu total.*

#### **Art. 26.**

*§ 1. L'obtention de subsides en capital par le gestionnaire de réseau donne droit à un incitant à hauteur de 20 % des subsides en capital obtenus durant l'année. Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 1.000.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,03 % \* RABmoyenne \* minimum (S ; 40 %).*

*Les subsides en capital obtenus doivent être liés à des projets innovants. Cette caractéristique doit apparaître de manière transparente et objective dans la description des projets subsidiés.*

*La CREG contrôlera que les éventuelles clauses conditionnelles/suspensives des subsides seront respectées et qu'aucun remboursement de subside ne sera imposé. Si des subsides doivent être remboursés par le gestionnaire de réseau, la part de l'incitant relative à ce montant de subsides est déduite de sa rémunération pour l'année où le remboursement a lieu.*

*§ 2. Au plus tard dans le cadre de sa proposition tarifaire, le gestionnaire de réseau soumet à consultation publique sa stratégie d'innovation relative à la nouvelle période tarifaire. Cette stratégie décrit les grands domaines sur lesquels le gestionnaire de réseau compte réaliser des projets d'innovation durant les 4 années de la période tarifaire.*

*§ 3. Au plus tard le 1er juillet de chaque année, le gestionnaire du réseau peut soumettre à l'approbation de la CREG un plan d'innovation annuel comprenant les projets qu'elle souhaite soumettre à l'incitant pour l'année suivante. Pour chaque projet, le plan d'innovation comprend une description du caractère innovant, des incertitudes et des bénéfices attendus ainsi qu'une description et un planning des livrables et un budget. Les livrables sont définis en tenant compte du « Technology Readiness Level » (TRL) du projet et des objectifs de transparence. Si certains projets sont pluriannuels, le gestionnaire de réseau le mentionnera explicitement dans le plan. Sauf exception approuvée par le régulateur, les projets du plan d'innovation développent et/ou appliquent des technologies qui sont en phase TRL 3 à 7 pour leurs applications spécifiques au domaine du transport d'électricité.*

*Au plus tard le 31 octobre de la même année, la CREG sélectionne les projets sur lesquels un incitant est octroyé et leur attribue un montant au titre de l'incitant en fonction des budgets et des bénéfices attendus, de manière proportionnée. Au moins 60 % du montant maximum est alloué à la sélection de projets si celle-ci contient au moins 5 projets répondants aux critères de sélection. Le montant alloué à chaque projet est ensuite réparti sur les livrables attendus. Le montant finalement attribué à chaque projet au titre de l'incitant est établi en fonction des livrables réalisés.*



*Dans un objectif de transparence, le gestionnaire de réseau publiera à la fin de chaque projet le livrable final sur son site internet dédié à l'innovation, moyennant le respect de toute confidentialité.*

*Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 5.400.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,15 % \* RABmoyenne \* minimum (S ; 40 %).*

**Art. 27.**

*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.*

**Art. 28.**

*Les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement donnent lieu à l'octroi de trois incitants. L'octroi de cet incitant est subordonné à des obligations de reporting sur différents aspects de la qualité d'alimentation dont, entre autres, des indicateurs d'interruptions et de power quality.*

1) *L'allocation au gestionnaire du réseau d'un montant fonction de l'évolution mesurée de l'Average Interruption Time (AIT)*

*Sont prises en compte pour le calcul de l'AIT toutes les interruptions, longues ou courtes, dont le gestionnaire du réseau est responsable ainsi que celles causées par un risque intrinsèque (météo, intrusion d'animaux ou action d'un tiers). Les interruptions causées par un risque intrinsèque sont prises en compte pour la durée qui excède les 4 heures à partir du début de l'interruption. Parmi ces interruptions, les interruptions qui sont la conséquence d'une décision de l'utilisateur concerné ou pour lesquelles le rétablissement de l'alimentation électrique dépend d'un tiers sont prises en compte pour le calcul de l'AIT avec un multiplicateur de 10 %.*

*Le calcul de l'incitant tient compte de l'AIT moyen des 7 années complètes qui précèdent la publication de la Méthodologie Tarifaire .*

*Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 8.800.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,25 % \* RABmoyenne \* minimum (S; 40 %).*

2) *L'allocation au gestionnaire au réseau d'un montant fonction de la disponibilité du Modular Offshore Grid I (MOGI)*

*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 %).*

3) *L'allocation au gestionnaire de réseau d'un montant pour la réalisation d'investissements visant la fiabilité du réseau.*

*Dans le cadre de sa proposition tarifaire, le gestionnaire du réseau fournit une description précise et motivée de tous les investissements visant la fiabilité du réseau qui seront entrepris au cours de la période régulatoire 2024-2027. A titre d'incitant à la réalisation des investissements visant la fiabilité du réseau, un montant correspondant à 2,5 % de ces dépenses d'investissement budgétées dans la proposition tarifaire et qui ont été effectivement réalisées au cours de l'année considérée est octroyé.*

*Sans pour autant que ce montant puisse dépasser 3.400.000 €/an, le montant annuel maximal de cet incitant s'élève au produit entre 0,10 % \* RABmoyenne \* minimum (S; 40 %).*

*Pour l'ensemble de ces trois incitants, le gestionnaire du réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2024-2027, un montant total de 8.200.000 € en tant qu'élément de son revenu total. »*

## 2. ANTECEDENTS

Dans le cadre de la consultation publique sur le projet d'arrêté (Z)1109/11 qui s'est tenue du 22 avril au 12 mai 2022, la CREG a publié une « *Note sur les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027* ». Cette note précisait que :

*« Vu les discussions ayant pris place avec le gestionnaire du réseau dans le cadre de l'élaboration du projet d'arrêté précité, et dans le but d'offrir un maximum de visibilité tant au gestionnaire du réseau qu'aux acteurs du marché, la présente note détaille certaines modalités de détermination de ces incitants que la CREG reprendra dans son projet de décision qui sera soumis à une consultation publique avant l'introduction de la proposition tarifaire 2024-2027. Bien entendu, ces modalités ne seront reprises dans ce projet de décision que pour autant que les dispositions du projet d'arrêté sur lesquelles elles sont basées n'auront pas été adaptées suite à la consultation publique que la CREG organisera sur ce projet d'arrêté ».*

Abstraction faite des dispositions relatives à l'incitant à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments des sous-stations visé à l'article 22 de la Méthodologie Tarifaire, qui n'étaient pas reprises dans la note publiée par la CREG en avril 2022 dans la mesure où celles-ci faisaient alors encore l'objet de discussions entre la CREG et Elia, le présent projet de décision reprend donc principalement les dispositions reprises dans la note publiée en avril 2022 par la CREG.

## 3. CONSULTATION PUBLIQUE

Conformément à son Règlement d'Ordre Intérieur, la CREG soumet le projet de décision à une consultation publique durant une période de six semaines.

## 4. PROJET DE DECISION

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en particulier les articles 12 et 23 ;

Vu l'Arrêté (Z) 1109/11 de la CREG du 30 juin 2022 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période réglementaire 2024-2027 ;

La CREG décide que les modalités finales de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période réglementaire 2024-2027 visées à l'article 23, § 1<sup>er</sup> de la Méthodologie Tarifaire sont les suivantes :

### 4.1. Incitant à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations visé a l'article 22 de la méthodologie tarifaire

#### 4.1.1. Définitions

Les rénovations prises en compte dans le cadre de l'incitant sont les suivantes :

- l'installation de panneaux photovoltaïques sur les toits ou au sol, suivant l'option la plus adaptée techniquement et économiquement ;
- l'installation dans les bâtiments où cela est techniquement possible et économiquement viable d'une commande à distance du chauffage. Dans la situation actuelle, le chauffage est régulé soit par un bouton de commande local placé directement sur les éléments chauffants, soit par un thermostat avec bouton de dérogation permettant aux travailleurs de demander une augmentation de température limitée dans le temps. Toutefois, il apparaît que, suite à des interventions humaines, certains thermostats ont été adaptés pour augmenter la température de veille durant toute l'année et ce alors que la fréquentation des bâtiments concernés est très irrégulière. L'objectif de cette rénovation consiste donc à renouveler complètement les commandes de chauffage tout en conservant les éléments chauffants existants. Les consignes en modes « veille » et « occupé » seront définies à distance et centralisées pour tous les postes. Les nouveaux thermostats n'autoriseront qu'une certaine dérogation à la consigne "occupé". L'activation de ce mode "occupé" restera identique à la situation précédente, c'est à dire par un bouton de commande local. Il faut noter que certains bâtiments appartenant à Elia ou exploités par Elia pour ses activités de gestionnaire de réseau ne sont pas équipés de chauffage et de facto n'entrent pas dans le périmètre de l'incitant. De plus, on considère qu'une proportion des bâtiments (estimée à 20%) est également atypique et ne satisfera pas au standard pour l'installation d'une commande à distance.

#### 4.1.2. Objectifs

Les objectifs de l'incitant sont basés sur la politique de rénovation d'Elia à 2030 dans son scénario le plus ambitieux. L'ambition est de diminuer les émissions de CO<sub>2</sub> dans les bâtiments des sous-stations sous la forme de réduction de consommation d'énergie du réseau, soit par la production propre

d'énergie renouvelable, soit par des mesures d'efficacité énergétique. Plus précisément, l'incitant se concentre sur les deux mesures permettant de capturer la plus grande partie de la réduction:

- installer d'ici à 2030 un système de commande à distance du chauffage dans environ 600 bâtiments, représentant une surface chauffée totale de 132.531 m<sup>2</sup> ;
- installer d'ici à 2030 une surface totale d'au moins 45.986 m<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques (sur toitures ou au sol).

L'incitant veille à la réalisation progressive et linéaire de ces objectifs d'ici à 2030. Afin de donner à Elia un incitant fort à avancer aussi vite que possible, les objectifs sont des valeurs cumulées contrôlées au 31 décembre de chaque année et les investissements mis en service à partir du 1er janvier 2023 sont également pris en compte dans le cadre du présent incitant: ainsi si Elia arrive à avancer la réalisation d'un investissement donné, Elia continue à être récompensé pour cela au cours des années suivantes.

Total cumulé en m <sup>2</sup> au 31 décembre	2024	2025	2026	2027
Surface de panneaux photovoltaïques	6.569	13.139	19.708	26.278
Surface chauffée équipée d'un nouveau système de commande à distance du chauffage	18.933	37.866	56.799	75.732
<b>Objectifs dans le cadre de l'incitant</b>	<b>25.502</b>	<b>51.005</b>	<b>76.507</b>	<b>102.009</b>

A noter que c'est la somme de la surface de panneaux photovoltaïques et de la surface chauffée équipée d'un nouveau système de commande à distance du chauffage qui importe: ainsi, Elia peut décider d'avancer plus vite sur un type de chantier et moins vite sur l'autre type de chantier sans pour autant nécessairement être pénalisé au niveau du montant de l'incitant.

#### 4.1.3. Calcul de l'incitant

Si Elia atteint ou dépasse l'objectif fixé pour une année donnée (cf ligne « Objectifs dans le cadre de l'incitant » du tableau précédent), Elia perçoit le montant maximum de l'incitant pour cette année.

Si Elia atteint un nombre total cumulé de m<sup>2</sup> inférieur à l'objectif fixé pour une année donnée, Elia perçoit pour l'année concernée un % du montant maximal de l'incitant égal à la proportion de l'objectif fixé pour l'année concernée qui a été atteinte.

#### 4.1.4. Reporting vers la CREG

Chaque année dans le cadre de son rapport tarifaire, Elia transmet à la CREG en version électronique utilisable et exploitable la liste des bâtiments (nom du poste) dans lesquels des rénovations ont été effectuées, le type de rénovation effectuée (installation commande à distance du chauffage et/ou panneaux photovoltaïques) ainsi que la (ou les) date(s) de mise en service.

On entend par rénovations effectuées les installations qui ont été mises en service entre le 1<sup>er</sup> janvier 2023 et le 31 décembre de l'année concernée.

Pour chaque bâtiment concerné, cette liste indique le nombre de m<sup>2</sup> concernés :

- m<sup>2</sup> de surface chauffée équipée d'un nouveau système de commande à distance du chauffage ;
- m<sup>2</sup> de surface de panneaux photovoltaïques installés.

La CREG peut contrôler la réalité de ces rénovations rapportées par Elia sur la base de pièces justificatives et/ou sur place. Dans le cadre de ces contrôles, si la CREG constate que les rénovations n'ont dans la réalité pas été réalisées conformément à la description reprise dans le rapport tarifaire, elle demande à Elia de corriger son rapport tarifaire. Dans le cas où les erreurs identifiées sont grossières et/ou nombreuses, résultant manifestement d'un manque de rigueur dans le cadre de l'établissement du rapport tarifaire, la CREG peut toutefois décider de fixer le montant de l'incitant pour l'année concernée à zéro euro.

#### **4.1.5. Circonstances particulières**

Dans le cas où des circonstances particulières et imprévues surviendraient empêchant la réalisation des rénovations ou en rendant l'exécution soit non-pertinente du point de vue technique, soit injustifiée du point de vue économique, les objectifs repris plus haut pourraient être adaptés avant ou en cours de période. En pareil cas, Elia demanderait préalablement à la CREG une réunion de concertation visant à exposer la situation et convenir d'une adaptation des objectifs.

## **4.2. Incitants favorisant l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement visés à l'article 24 de la méthodologie tarifaire**

### **4.2.1. Augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge**

#### **4.2.1.1. Définitions**

Critical Network Element Contingency ou CNEC : un élément de réseau qui est porté en compte lors de la détermination de la capacité disponible pour le couplage de marchés, et qui peut donc limiter les volumes échangés. Cette détermination de la capacité disponible sur le *Critical Network Element* se fait en tenant compte à chaque fois de toute situation N-1 potentielle ou *Contingency*. Ce terme est utilisé dans la méthodologie de calcul de capacité pour la région Core. La méthodologie CWE utilise le terme *Critical Branch Critical Outage* ou *CBCO*.

CNEC interne : élément de réseau interne à une zone de dépôt des offres.

Cross-zonal CNEC ou XZ CNEC : interconnexion entre deux zones de dépôt des offres ou le *phase shifter* (PST).

Elia CNEC : CNEC dont le *Critical Network Element* est un élément de réseau interne ou *cross-zonal* géré par Elia, ou un autre CNEC qu'Elia introduit dans le domaine basé sur les flux.

CNEC non Elia : CNEC introduit par un autre GRT CWE ou Core.

CNEC actif : CNEC qui limite activement le couplage de marchés. S'il y avait eu plus de capacité sur les CNEC actifs, les échanges auraient été plus importants.

Capacité thermique ou Fmax : la limite thermique de l'élément de réseau. Elle est déterminée sur la base de limites saisonnières, comme dans le cas des PST, ou sur la base du *Dynamic Line Rating*, comme pour les lignes aériennes.

Remaining available margin ou RAM (MW) : capacité disponible sur un CNEC pour le couplage de marchés dans la région Core (i.e. MCCC). Elle est calculée selon la formule :  $RAM (Core) = MCCC = F_{max} - F_{ref} - FRM$ . Les acronymes utilisés ici proviennent de la documentation soumise à consultation par les gestionnaires de réseau Core dans le cadre de l'approbation par les régulateurs du mécanisme basé sur les flux par les régulateurs (voir page 7)<sup>1</sup>. La RAM est souvent exprimée de manière relative par rapport à Fmax.

#### 4.2.1.2. Introduction

Par cet incitant, la CREG entend encourager Elia à poursuivre l'amélioration du fonctionnement du couplage de marchés *journaliers* et *infracjournaliers* dans la région de calcul de capacité Core. La CREG propose d'allouer 75 % de cet incitant pour l'amélioration des performances des marchés journaliers et 25 % pour l'amélioration des performances des marchés infracjournaliers.

Pour encourager la poursuite des améliorations au niveau du fonctionnement du couplage de marchés journaliers, la CREG propose de maintenir pour la période tarifaire 2024-2027 les principes de l'incitant développé pour la période tarifaire 2020-2023. Cet incitant vise à ce que Elia prévienne autant de capacité que possible sur son réseau pour le marché journalier tout en veillant à ce que les autres GRT Core prévoient également une capacité maximale. Le couplage de marchés est en effet déterminé par les marges disponibles sur l'ensemble des éléments dans la région Core. Il est également dans l'intérêt du fonctionnement du marché belge que cette capacité maximale soit atteinte par le biais d'améliorations structurelles et d'innovations en termes de méthodologies et processus, tant au niveau national que régional (Core). A cette fin, l'incitant prévoit un terme bonus/malus sur base des coûts de *redispatching* et *countertrading* supportés par les utilisateurs du réseau belge, qu'ils soient générés à l'étranger ou au sein de la zone de réglage d'Elia. Les principes de l'incitant au niveau du couplage de marchés journaliers décrits dans la décision (B)658E/55 de la CREG du 25 avril 2019 sur les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2020-2023<sup>2</sup>, sont maintenus. Même si les principes pour l'incitant journalier sont maintenus, une actualisation de la description est nécessaire considérant la transition en 2022 de la zone de calcul de capacité CWE vers celle de la région Core. En outre, le calcul des coûts de *redispatching* éligible pour le bonus/malus est revu pour anticiper le grand nombre de coupures prévu sur le réseau 380kV dans la période tarifaire 2024-2027. La CREG propose de remplacer la procédure de notification et exemption ex-ante par une procédure ex-post basée sur des calculs de flux de réseau.

Pour encourager la poursuite des améliorations au niveau du fonctionnement du couplage de marchés infracjournaliers, la CREG propose l'introduction de ce nouveau volet dans l'incitant. Effectivement, vu l'importance croissante du couplage de marché infracjournalier et – *in fine* les échanges transfrontaliers des produits de balancing mFRR et aFRR – la CREG estime nécessaire de mettre en œuvre un incitant à maximiser la capacité mise à disposition en infracjournalier, en tenant compte de la maximisation effectuée en journalier. La CREG propose un incitant avec différents indicateurs de performance sur base des valeurs ID ATC mises à disposition sur les différents horizons de temps prévu pour 2024, notamment en D-1 à 15h00, en D-1 à 22h00 et en infracjournalier. Les principes généraux pour un incitant infracjournalier et la proposition d'un calcul détaillé sont décrits ci-après.

---

<sup>1</sup> Annex I - ACER Decision on Core CCM.pdf (europa.eu)

<sup>2</sup> <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B658E55FR.pdf>

La CREG définit les critères d'évaluation et le niveau d'ambition en ajustant la valeur de certains paramètres afin d'arriver à une rémunération de 60 % dans le scénario BaU pour l'ensemble du volet journalier et du volet infrajournalier. La proposition détaillée avec une révision des paramètres de calibration pour la période tarifaire 2024-2027 est présentée ci-après.

#### 4.2.1.3. Incitant au niveau du couplage des marchés journaliers

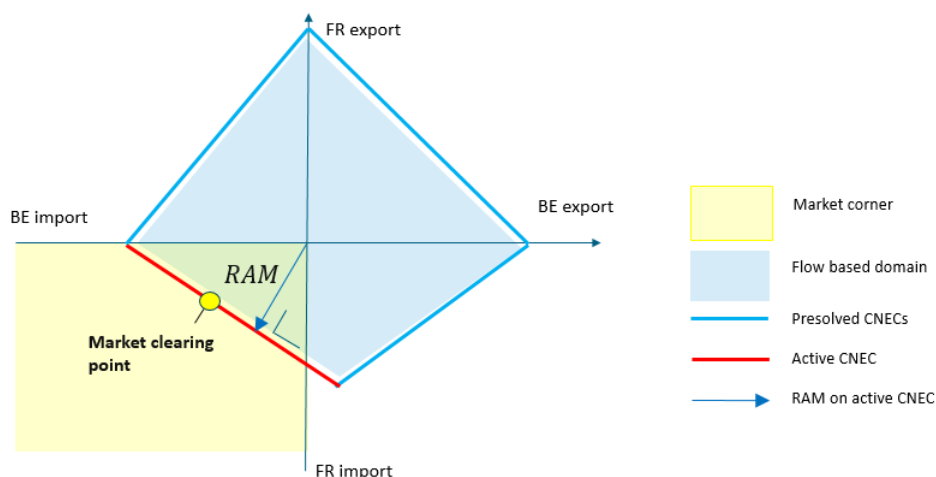
##### 4.2.1.3.1. Un couplage de marchés réussi, une combinaison de facteurs

### Valorisation de la capacité dans le sens du marché

Comme il est important pour le marché que la capacité soit disponible là où elle est la plus valorisée (par les acteurs du marché), cet incitant considère uniquement la capacité disponible dans le sens du marché, et plus spécifiquement celle sur la limitation active. Le paramètre que nous considérons est donc la *remaining available margin* (RAM) sur le *critical network element contingency* (CNEC) actif. Cette information est publiquement disponible<sup>3</sup>. Pour chaque heure, nous connaissons le CNEC actif et la RAM sur ce CNEC actif.

En moyenne, des valeurs RAM élevées sur les CNEC actifs contribuent à un bon couplage de marchés. Sur la base des données historiques du CWE FBMC on peut conclure que des valeurs de RAM plus élevées entraînent en moyenne des échanges CWE plus élevés, des coûts fictifs plus faibles et des écarts de prix moins importants. Comme le montre l'annexe 2, la même conclusion vaut pour le Core FBMC.

Figure 1 : La RAM sur les CNEC actifs est utilisée en tant qu'indicateur de performance. Elle définit la capacité disponible pour le couplage de marchés dans le sens de marché pertinent.



<sup>3</sup> <https://publicationtool.jao.eu/core/shadowPrices>

## Valorisation de la capacité au bon moment

Pour le marché, il est également important de savoir quand la capacité est disponible. Il n'existe pas de critère univoque pour déterminer quand les échanges Core ont la plus grande valeur. L'écart de prix peut être un critère. Celui-ci reste néanmoins très volatil et dépend de conditions de marché sur lesquelles les GRT n'ont pas d'influence, entre autres les offres soumises par les acteurs de marché et la forme des courbes d'offre et de la demande. En outre, la valeur de la capacité offerte pendant les heures avec une convergence des prix serait alors égale à zéro. Le prix sur le marché journalier en Belgique peut également être un critère. Il est moins volatil mais dépend aussi fortement de conditions de marché. C'est pourquoi nous optons, dans le cadre de cet incitant, pour la charge du réseau d'Elia en tant que *proxy* pour la valeur des échanges transfrontaliers pour le consommateur et le producteur belge. En effet, la charge du réseau d'Elia est beaucoup moins dépendante de conditions de marchés et facilement prévisible. En outre, il ressort d'analyses historiques que lorsque le marché fonctionne normalement, la charge de réseau d'Elia est fortement corrélée aussi avec les prix du marché journalier. Cette corrélation vaut tant sur une base journalière (variations heures de pointe/heures creuses) que sur une base saisonnière (variations été/hiver). Grâce à ce facteur de pondération, l'accent est principalement mis sur les heures de pointe et les mois d'hiver, ce qui permet à Elia de planifier de manière optimale l'entretien et les travaux sur le réseau pendant les heures creuses et les mois d'été.

Figure 2 : Sur une base mensuelle, la charge de réseau d'Elia confère une pondération identique à celle du prix sur le marché journalier belge (BE DAM). Le profil mensuel est moins prononcé et moins volatil qu'une pondération fondée sur l'écart de prix entre la Belgique et les autres zones de dépôt des offres (BE *Spread*). Données 2017.

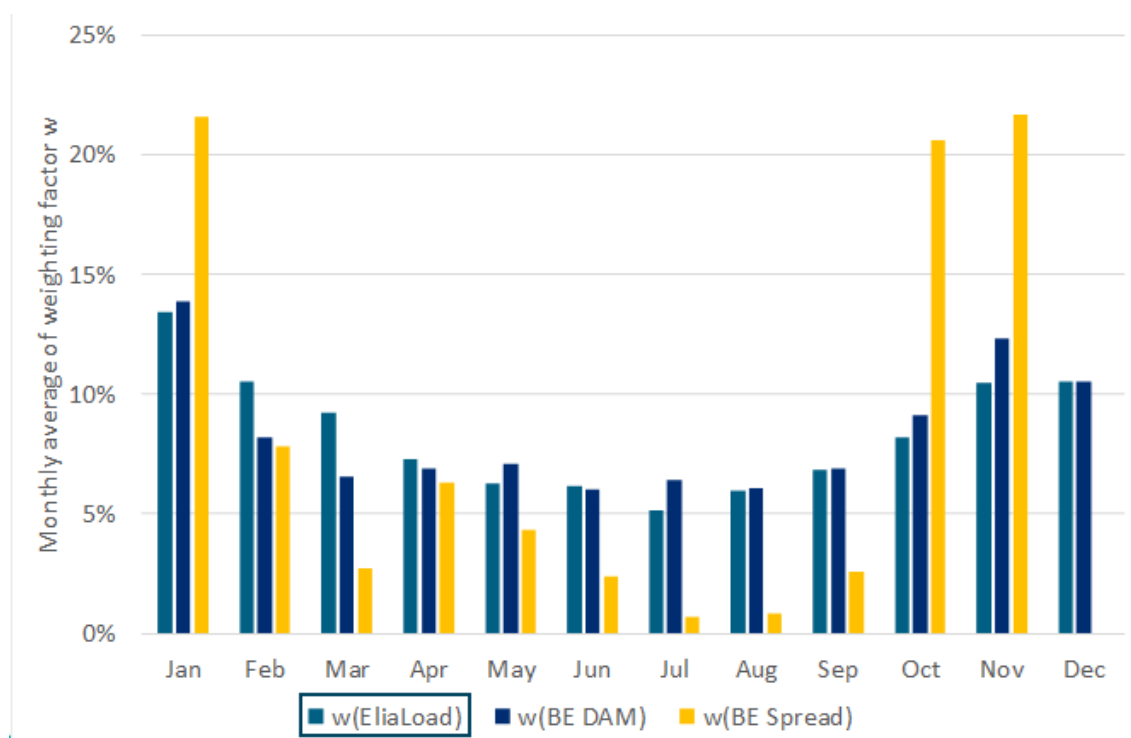
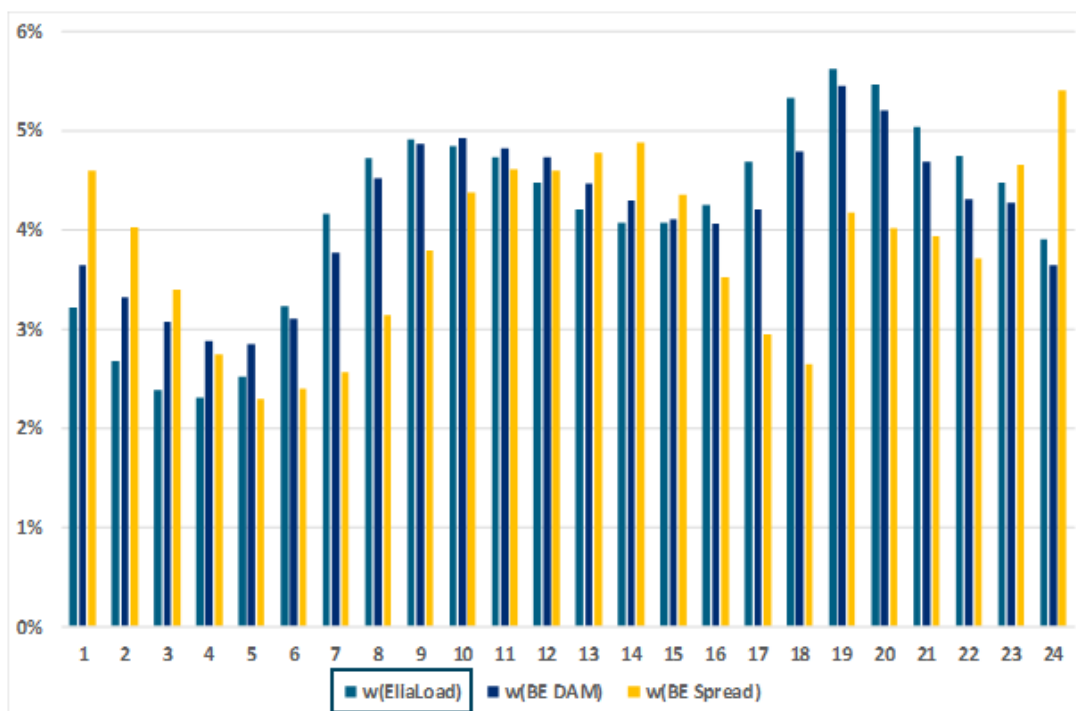




Figure 3: Sur une base journalière également, la charge de réseau d'Elia confère une pondération identique à celle du prix sur le marché journalier belge (BE DAM). En cas de pondération fondée sur l'écart de prix avec les autres zones de dépôt des offres (BE Spread), les heures de pointe du matin et du soir pèseraient moins dans la balance. Données 2017.



### Emplacement de la congestion

Toutes les heures de l'année sont réparties en cinq *clusters*. Nous faisons une distinction entre une congestion sur un élément du réseau Elia et une congestion ailleurs dans la région Core. Nous faisons également une différence entre une congestion sur un élément de réseau interne et une congestion sur un élément de réseau cross-zonal. Lorsqu'il y a convergence des prix, il n'y a pas de CNEC actif. En effet, il n'y a pas dans ce cas d'élément de réseau qui limite les échanges Core.

Figure 4 : Toutes les heures de l'année sont réparties en cinq *clusters*, en fonction de l'emplacement de la limitation active ou « CNEC ». Nous faisons une distinction entre les limitations actives sur les lignes internes et celles sur lignes cross-zonales (« XZ »), et entre les limitations actives sur le réseau Elia et celles intervenant ailleurs dans la région. Lorsqu'il n'y a pas de limitation active, il y a convergence de prix, ce qui constitue le dernier cluster.

CNECs actives	CNECs actives	CNECs actives	CNEC actives	Convergence des prix
Elia internes	Elia XZ	Non-Elia internes	Non-Elia XZ	

Le total de l'incitant est reparti sur le volet « amélioration du couplage des marchés journaliers » et le volet « amélioration du couplage des marchés infrajournaliers ». La CREG propose d'allouer 75 % à l'onglet « amélioration du marché journalier ».

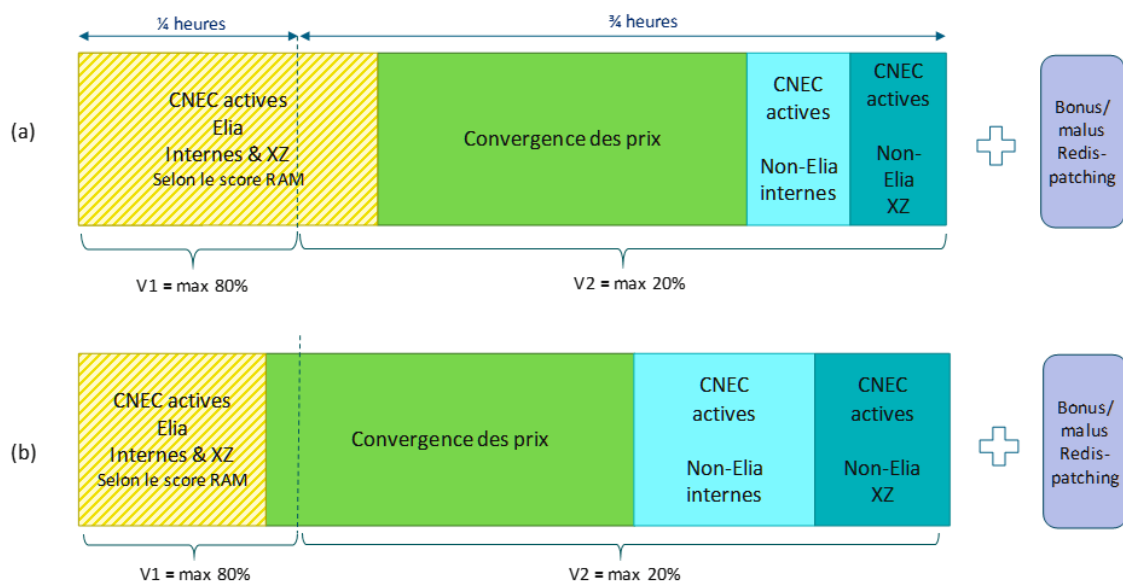
Le volet « couplage des marchés journaliers » de cet incitant est constitué de trois parties, reprenant les éléments ci-dessus : une première partie « V1 », qui se concentre sur la capacité qu'Elia met à la disposition de l'intégration des marchés, une deuxième partie « V2 », qui se concentre sur la capacité que d'autres GRT mettent à disposition, et une troisième partie « V3 », qui pénalise le *redispatching* par le biais d'un bonus/malus en fonction des coûts de *redispatching*.

La plus grande part de ce volet de l'incitant (80 %) vise à augmenter la capacité qu'Elia met à disposition sur le réseau belge, les heures les plus limitatives étant mises en exergue. Pour ce faire, un nombre absolu d'heures est considéré : 2.190 heures, soit 25 % de l'année. Si Elia a une contrainte active plus de 2.190 heures, les heures ayant le plus faible score sont évaluées. Si Elia est active moins de 2.190 heures, les heures où Elia est active sont complétées par les heures de convergence des prix. Pour les heures de convergence des prix, un score de 100 % est attribué. Pour les heures où un ou plusieurs CNEC d'Elia sont actifs, un score moyen est attribué sur la base des valeurs RAM des CNEC actifs. La CREG prévoit que le cas illustré à la figure 5 a) se produise principalement. Elia et la CREG prévoient en effet un déplacement des congestions vers la Belgique suite à l'introduction du 20%minRAM ou de valeurs minRAM supérieures. Alors qu'ils étaient relativement peu limitatifs en 2016 et 2017, les CNEC belges devraient à présent être beaucoup plus souvent actifs. Cela s'explique par le fait que des lignes internes allemandes ont très souvent limité les échanges CWE en 2016 et 2017 à cause de valeurs RAM très faibles (inférieures à 20 % de Fmax). Suite à l'introduction de la mesure minRAM, les lignes internes allemandes sont moins souvent limitatives et l'on prévoit dès lors que des lignes présentant un PTFD supérieur, comme les CNEC belges, seront plus souvent limitatives. Dans le cas exceptionnel où la somme du nombre d'heures de lignes Elia actives et de la convergence des prix est inférieure à 25 % des heures, la partie V1 est évaluée sur cet ensemble limité d'heures.

Une part plus réduite de ce volet de l'incitant (20 %) vise à augmenter la capacité mise à disposition sur les autres réseaux dans le cadre du couplage de marchés basé sur les flux. Elle est intégrée dans la deuxième partie « V2 ». Dans ce cadre, les heures restantes de l'année sont prises en considération, soit 75 % des heures. Pour les heures de convergence des prix, un score de 100 % est attribué. Pour les heures où un ou plusieurs CNEC sont actifs, un score moyen est attribué sur la base des valeurs RAM des CNEC actifs (voir calcul détaillé ci-dessous).

Le bonus-malus en fonction des coûts de *redispatching* s'ajoute au total, jusqu'à un maximum de 30 % du montant maximal de cet incitant.

Figure 5 : Les heures de l'année sont réparties en deux parties : une première partie (V1) se concentre sur 25 % des heures avec au moins un CNEC actif dans la zone Elia. Si des CNEC d'Elia sont limitatifs plus de 25 % du temps, V1 est complété par les CNEC d'Elia présentant le score le plus bas, lesquels sont évalués selon la RAM (figure 5 a). Si des CNEC d'Elia sont limitatifs moins de 25 % du temps, V1 est complété par les heures de convergence des prix (figure 5b). 80 % du montant maximum peut être atteint pour V1, 20 % pour V2. Un bonus/malus en fonction des coûts de *redispatching* constitue le troisième volet de l'incitant



## **Eléments**

L'incitant est composé de trois éléments :

- 1) évaluation de la congestion dans la zone Elia et convergence des prix (V1) ;
- 2) évaluation de la congestion hors de la zone Elia (V2) ;
- 3) bonus/malus selon les coûts de *redispatching* (V3).

## **Fréquence du calcul**

L'incitant est déterminé annuellement.

## **Données d'entrée**

- 1) charge du réseau d'Elia (MW/h) ;
- 2) prix du marché journalier dans les pays suivants : Belgique, France, Pays-Bas et Allemagne/Luxembourg (€/MWh) ;
- 3) caractéristiques des éléments de réseau critiques actifs (ci-après : CNEC) :
  - a) capacité thermique (ci-après : Fmax), en MW ;
  - b) capacité commercialement disponible (ci-après : RAM), en MW ;
  - c) GRT responsable : Elia ou non.
- 4) *redispatching* dans la zone Elia :
  - a) coûts soumis à la CREG pour répercussion vers les tarifs ;
  - b) *reporting* d'Elia à la CREG.

## **Méthode de calcul**

Le calcul suit les étapes suivantes :

### **- Etape 1 : Evaluation des restrictions actives**

En premier lieu, un score compris entre +1 et -1 est attribué pour chaque heure de l'année, en fonction de la valeur RAM sur le CNEC actif. Les cas suivants sont possibles :

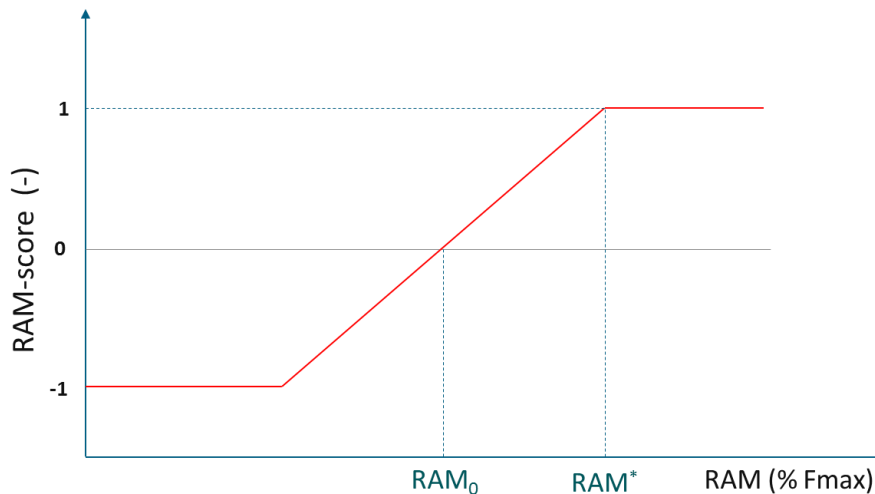
- Convergence des prix ou écart de prix avec les *zones* de dépôt des offres voisins (FR, NL, DE/LU) inférieur à 1 €/MWh. Dans ce cas, la valeur de l'incitant est de +1. La CREG propose de maintenir cette définition de la convergence des prix dans un contexte Core FBMC.
- Restriction externe sur les importations ou les exportations. Dans ce cas, la valeur de l'incitant est de 0.
- Congestion sur un élément de réseau. Dans ce cas, la valeur de l'incitant est déterminée sur la base de la valeur RAM du CNEC actif à cette heure-là. L'évaluation est réalisée de façon linéaire par rapport aux valeurs de référence RAM<sub>0</sub> et RAM\* selon la formule suivante :

$$\text{Score} = \frac{RAM - RAM_0}{RAM^* - RAM_0}$$

Le score est limité à -1 et +1, comme le montre la figure ci-après.

- Pour les CNEC belges de 220kV, la valeur obtenue est divisée par deux. Comme leur Fmax est faible, leur RAM absolue est en effet également faible en cas de valeurs RAM relatives élevées et ils limitent fortement les importations/exportations belges.
- En cas de congestion sur plusieurs éléments du réseau et/ou restrictions externes, le score est d'abord déterminé pour chaque restriction après quoi une moyenne est établie.

Figure 6: En cas de congestion, le score est déterminé sur la base de la RAM sur le CNEC actif. Celle-ci est évaluée par rapport à  $RAM_0$  et  $RAM^*$ . Le score va de -1 à +1. En cas de RAM égale ou supérieure à  $RAM^*$ , le score est maximal. En cas de RAM inférieure à  $RAM_0$ , le score est négatif.



Les valeurs pour  $RAM_0$  et  $RAM^*$  sont fonction :

- 1) du type d'élément de réseau (interconnexion/PST vs. ligne interne) ;
- 2) de l'emplacement (réseau Elia ou non).

Les valeurs  $RAM_0$  et  $RAM^*$  des interconnexions sont supérieures à celles des lignes internes. Les valeurs des lignes Elia sont supérieures à celles des lignes non Elia.

#### - **Etape 2 : Détermination du facteur de correction**

En deuxième lieu, un facteur de pondération est déterminé pour chaque heure de l'année. Ce facteur de pondération doit refléter la valeur des échanges transfrontaliers pour la Belgique. Il ressort de données historiques que cette valeur, reflétée dans les écarts de prix avec les pays voisins, est habituellement supérieure lorsque la demande est plus importante (hiver, heures de pointe), raison pour laquelle le facteur de pondération est déterminé sur la base de la charge de réseau d'Elia. Afin de mieux refléter les variations saisonnières et jour-nuit de la valeur des échanges transfrontaliers, une fraction X de la charge de base est retirée de la charge d'Elia.

#### - **Etape 3 : Agrégation des résultats**

En troisième lieu, les heures sont divisées en deux parties :

- V1 : 25 % des heures de congestion sur un CNEC belge, classées dans l'ordre croissant du score RAM et, le cas échéant, complétées des heures de convergence des prix, classées dans l'ordre décroissant du facteur de pondération ;
- V2 : 75 % restants des heures.

- **Etape 4 : Détermination du score**

En quatrième lieu, la somme pondérée du score des deux catégories est calculée, ce qui donne :

- **score V1** : somme pondérée des scores. Il en résulte un nombre compris entre -1 et 1 ;
- **score V2** : somme pondérée des scores pour les derniers (1-Y %) des heures. Si le score est négatif, la valeur est ramenée à 0 (pas de malus). Il en résulte un nombre compris entre 0 et 1.

La valeur brute de l'incitant RAM est déterminée en multipliant, pour chaque partie, cette somme pondérée par la rémunération maximale par partie :

- **V1 brut** : Score partie 1 x max partie 1 en €.
- **V2 brut** : Score partie 2 x max partie 2 en €.

- **Etape 5 : Détermination d'un bonus/malus supplémentaire sur la base des coûts de redispatching**

En cinquième lieu, la valeur nette de l'incitant RAM est déterminée sur la base des valeurs brutes, dont est déduite une partie des coûts de *redispatching*. Ce montant porté en diminution, ci-après intitulé « V3 », se fonde sur l'augmentation des coûts de *redispatching* par rapport à un montant de référence. Il comprend tous les coûts de *redispatching* répercutés sur les tarifs de réseau belges (en ce compris la répartition éventuelle de coûts de *redispatching* d'autres GRT), à l'exception des coûts de *redispatching* qui découlent des coupures planifiées dans le réseau 380 kV<sup>4</sup>.

Une fraction de l'augmentation des coûts de *redispatching* par rapport à ce montant de référence est portée en diminution. La fraction déduite est déterminée de manière à ce qu'une augmentation de la RAM par le *redispatching* soit annulée, voire sanctionnée par cette pénalité.

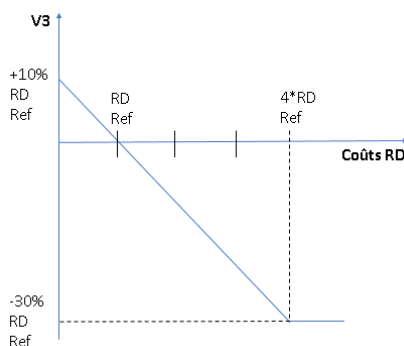
**Incitant RAM total = V1 + V2 + V3**

où

$V3 = - 10\% (RD - RD_{ref})$  si  $RD < 4 * RD_{ref}$

$V3 = - 30\% RD_{ref}$  si  $RD \geq 4 * RD_{ref}$

Avec  $RD_{ref}$  égal à 9,7 M€.



<sup>4</sup> Pour anticiper le grand nombre de coupures prévu sur le réseau 380kV dans la période tarifaire 2024-2027, la CREG propose de remplacer la procédure de notification et exemption ex-ante existante par une procédure ex-post basée sur des calculs de flux de réseau. Les calculs seront mis par Elia à la disposition de la CREG pour vérification.

Pour le filtrage des coûts de *redispatching* directement liés aux coupures dans le réseau 380 kV, la CREG propose le calcul sur base des paramètres suivants :

- situation A : prévision de la charge N-1 avec le réseau en travaux – avant l’application de l’action *redispatching* : Fref\_A (e.g 135 %) ;
- situation B : prévision de la charge N-1 avec le réseau complet – avant l’application de l’action *redispatching* : Fref\_B (e.g 114 %).

Dans le cas illustré, le volume de surcharge lié aux travaux est de 60% :

$$\left(\frac{135 - 114}{135 - 100}\right) = 60\%$$

Dans le cas illustré, 60 % des coûts de *redispatching* seraient filtrés et seuls 40 % des coûts de *redispatching* pour l’heure considérée entreraient dans le calcul du bonus-malus.

La CREG fait remarquer que le filtrage des coûts de *redispatching* est uniquement basé sur les prévisions de charge du réseau d’Elia au moment de la prise de décision. La formule ne tient pas compte de la qualité des prévisions et donc de la nécessité ou l’efficacité de l’action prise. En outre, elle ne tient pas compte de l’utilisation de *Dynamic Line Rating*. La CREG se réserve la possibilité de revoir le filtrage des coûts si la CREG remarque des soucis à ce niveau.

## Paramètres

Pour la période tarifaire 2020-2023, les paramètres utilisés pour le calcul de cet incitant RAM avaient été définis comme suit :

- RAM<sub>0</sub> - RAM\* pour les différentes catégories de lignes :

CNEC actif Elia		CNEC actif non Elia	
Intern	Cross-zonal	Intern	Cross-zonal
<b>30% - 60%</b>	45% - 70%	20%- 40%	45% - 70%

- le paramètre X pour déterminer les facteurs de pondération sur la base de la charge d’Elia : 70 % ;
- la répartition du budget total en deux parties (Max V1 et Max V2) : 80 % / 20 % ;
- le montant de référence pour le *redispatching* est fixé à 9,7M€. Ce montant est déterminé par un calcul des coûts réalisé par Elia en cas d’augmentation de 5 % de la RAM due uniquement au *redispatching* ;
- le paramètre Z pour déterminer la fraction de l’augmentation des coûts de *redispatching* portés en diminution : 10 %.

Pour la période régulatoire 2024-2027, la CREG propose de maintenir ces paramètres. La seule différence est le filtrage ex-post des coûts de *redispatching* qui sont directement liés aux coupures du réseau 380 kV.

Sous réserve de modifications importantes apportées au mix de production, à la topologie du réseau ou à la réglementation européenne, qui ne sont actuellement pas prévues et nécessiteraient une profonde révision de la méthodologie RAM et/ou des paramètres, ces paramètres sont censés rester constants durant toute la période régulatoire.

Les valeurs RAM<sub>0</sub> et RAM\* des incitants sont également sous réserve du renforcement des PST à la frontière nord belge. Elia installera les PST nécessaires de sorte que les PST ne constituent pas l'élément bloquant en cas de renforcement de l'épine dorsale belge grâce aux HTLS et/ou à l'utilisation du DLR. Si elle constate que ces conditions ne sont pas remplies, la CREG définira un objectif minimal distinct et supérieur pour les PST.

#### 4.2.1.4. Incitant au niveau du couplage des marchés intrajournaliers

Le total de l'incitant est reparti sur le volet « amélioration du couplage des marchés journaliers » et le volet « amélioration du couplage des marchés intrajournaliers ». La CREG propose d'allouer 25 % à l'onglet « amélioration du marché intrajournalier ».

Le couplage des marchés intrajournaliers subira des changements importants suite à l'implémentation de la décision 2019/02 de ACER sur la méthodologie du calcul de la capacité intrajournalière (« *Intraday capacity calculation methodology (ID CCM)* ») et ses amendements prévus par les GRT Core.

Actuellement, la méthodologie Core ID CCM prévoit que les GRTs Core mettent à disposition du couplage des marchés intrajournaliers des capacités sous forme de « *Intraday Available Transmission Capacity (ID ATC)* », sur l'horizon de temps suivant:

- en J-1 à 22:00 : « ID ATC 22:00 » sur base des « *day ahead leftovers* » avec la possibilité d'une augmentation/réduction sur base du processus « *increase/decrease* » décrit dans la méthodologie Core ID CCM.

Pour la période régulatoire 2024-2027, la méthodologie Core ID CCM prévoit que les GRT Core mettent à disposition du marché les capacités sous forme ID ATC, sur les trois horizons de temps suivants (voir art 4, page 12<sup>5</sup>):

- en J-1 à 15:00 : « Initial ID ATC » sur base des « *day ahead leftovers* »
- en J-1 à 22:00 : « ID ATC 22 :00 » sur base d'un recalcul complet en J-1
- en J à 10 :00 : « ID ATC 10:00 » sur base d'un recalcul en intrajournalier

La CREG propose d'évaluer la performance du couplage des marchés intrajournaliers sur base des indicateurs de performance basés sur les valeurs ATC mises à disposition dans chacun des trois horizons de temps, ou – dans un contexte allocation *flow-based* – sur base de la RAM mise à disposition sur les CNECs en intrajournalier.

La CREG vise à ce que ces indicateurs de performance reflètent la valeur du couplage des marchés intrajournaliers pour les acteurs du marché. Sur base d'une analyse des valeurs ID ATC actuelles, la CREG estime pertinent que l'incitant vise à assurer une capacité minimale d'import et d'export en intrajournalier sur toutes les frontières belges. Effectivement, même si les moyennes annuelles des valeurs ID ATC sont actuellement relativement stable sur les trois années précédentes (Figure 7), on constate une hausse importante du nombre d'heures pendant lesquelles les valeurs ID ATC sur une frontière sont zéro (Figure 8) et même zéro dans les deux directions (Figure 9). Quand ce phénomène apparaît simultanément sur les différentes frontières, ce qui était le cas durant 11% des heures en 2021, la capacité d'échange dans la région Core en intrajournalier tombe à zéro, ce qui est non seulement préjudiciable pour le fonctionnement du marché en intrajournalier mais aussi pour les échanges de volume de balancing avec les zones de réglage voisin (mécanisme IGCC) et pour le couplage des marchés de balancing (PICASSO, MARI). De plus, ce phénomène est contre-intuitif: si dans

---

<sup>5</sup> Annex II – ACER Decision 06-2022 on Core CCM.pdf

une certaine direction du marché la capacité a été entièrement utilisée par le marché journalier, ceci pourrait résulter dans une capacité de 0 ID ATC dans cette direction-là mais dans la direction inverse on devrait alors avoir une capacité non-nulle et même élevée.

La CREG constate que depuis le *go-live* des méthodologies pour le couplage des marchés journaliers et infrajournaliers au niveau de la région Core, en juin 2022, le problème des « zéros ATC » a diminué. Par conséquent, les résultats pour l'incitant proposé – évalué sur base des mois de juillet 2022 jusque octobre 2022 – sont plus favorables que pour l'année 2021 (voir tableau ci-après).

Figure 7 : Evolution de la moyenne annuelle des valeurs ID ATC (MW) sur les différentes frontières et directions

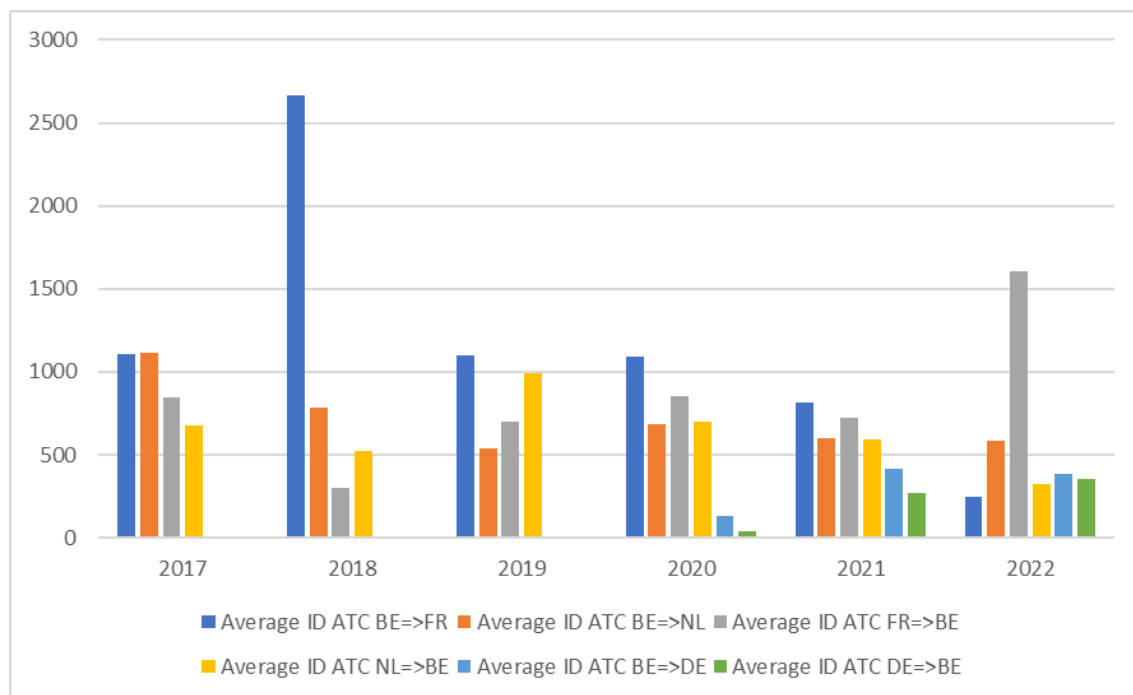


Figure 8 : Pourcentage des heures dans lesquelles la valeur ID ATC est zéro (< 1 MW) par frontière et direction

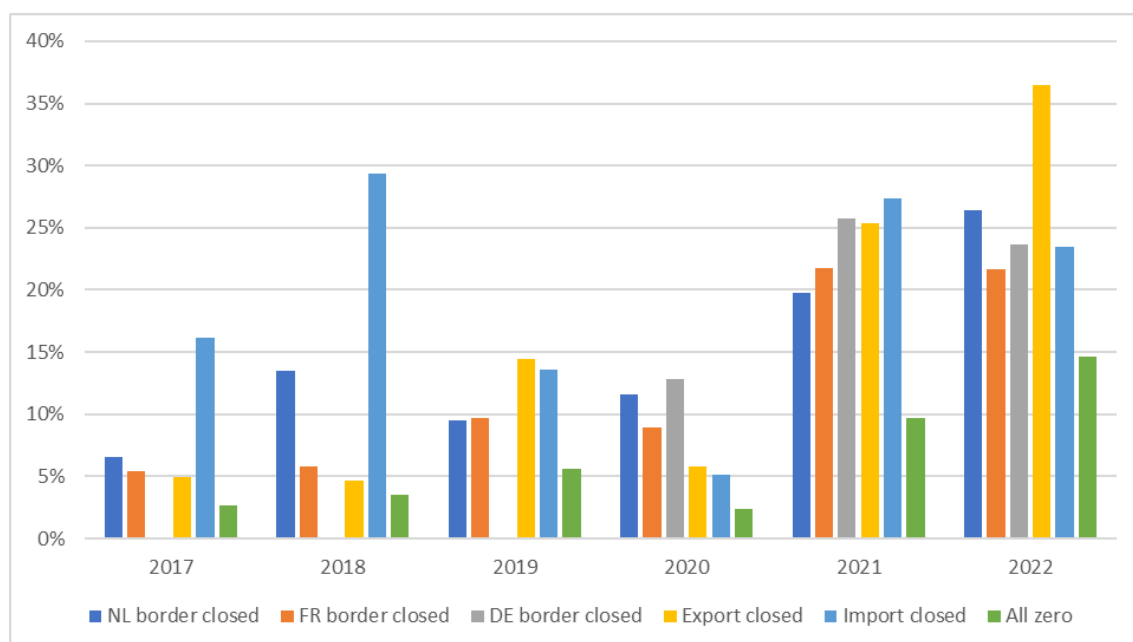
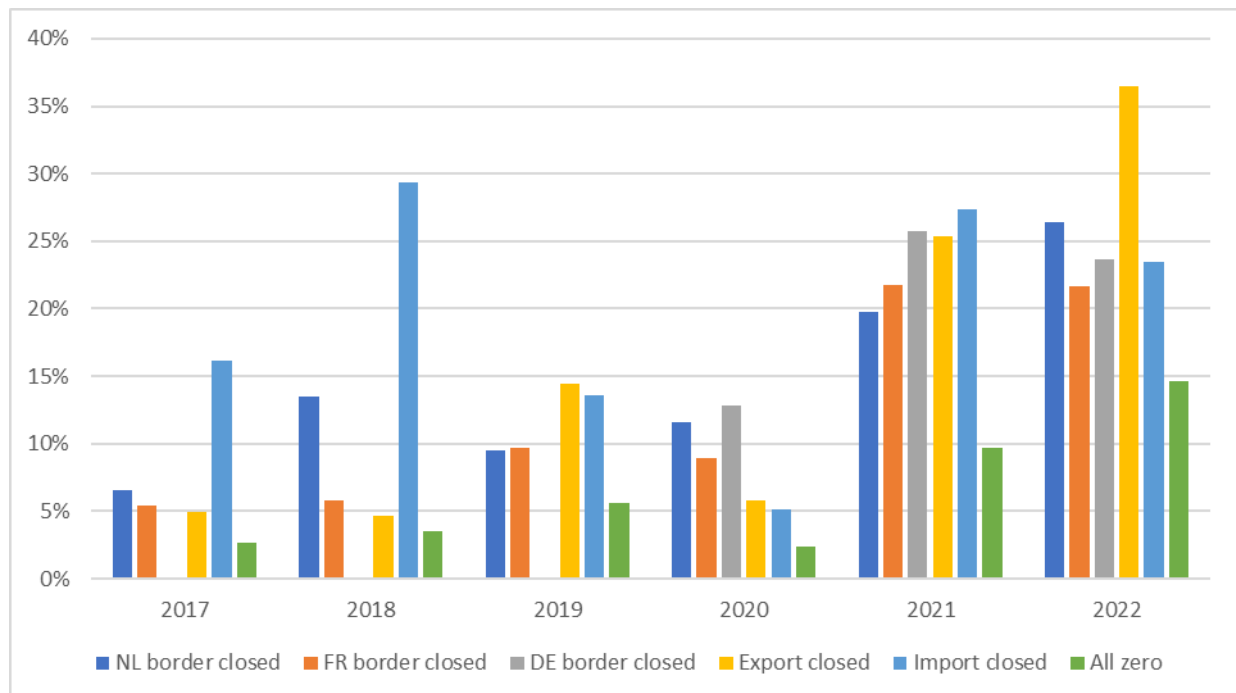




Figure 9 : Pourcentage des heures dans lesquelles la valeur ID ATC est simultanément zéro (< 1 MW) dans les deux directions de la frontière avec les Pays-Bas (NL border), la frontière avec la France (FR border) et sur ALEGrO (DE border) et toutes les frontières ensemble ('All zero'); ainsi que le pourcentage des heures où la capacité d'export ou d'import sont zéro



Sur base de cette observation, la CREG propose de viser, premièrement, à éviter que le problème de zéro ID ATC persiste ou s'aggrave dans le futur.

La CREG fait noter que sur ce critère, les premiers résultats dans le contexte de la région Core sont positives, au moins pour ce qui concerne la Belgique. Comparé au premier semestre de 2022, le deuxième semestre de 2022 a beaucoup moins d'heures où la Belgique se retrouve isolée en *intraday*. La CREG souhaite encourager Elia à maintenir et progressivement améliorer cette performance.

### Indicateur de performance

La CREG propose d'utiliser le maximum des deux valeurs ID ATC sur une frontière comme indicateur de performance pour ce critère. Si ce maximum est en-dessous d'un seuil de 100 MW, cette frontière est considérée comme « fermée ». Le pourcentage des heures qu'une frontière est fermée est soustrait du montant maximale (100 %). Le pourcentage des heures durant lesquelles toutes les frontières sont simultanément fermées forme une pénalité supplémentaire.

Résultat ID =  $100 \% - \% h \text{ NL border closed} - \% h \text{ FR border closed} - \% h \text{ DE border closed} - \% h \text{ all borders closed}$

Avec  $X \text{ border closed} == \text{TRUE}$  if  $\max(\text{ID ATC } X \Rightarrow \text{BE}, \text{ID ATC BE} \Rightarrow X) < 100 \text{ MW}$

La CREG considère pertinent d'augmenter progressivement le niveau d'ambition au cours de la période tarifaire 2024-2027. A cette fin, la CREG propose d'augmenter le seuil de 100 MW dans la définition d'un « closed border » avec 25 MW par an :

- 2024 : 100 MW
- 2025 : 125 MW
- 2026 : 150 MW
- 2027 : 175 MW

### Trois horizons de temps

Dans le contexte de la période régulatoire 2024-2027, la CREG propose d'utiliser cette formule pour l'évaluation des capacités mises à disposition en J-1 à 22 :00 ainsi que, dans le cas échéant, en J-1 à 15 :00 et en J à 10:00 (recalculs ID)<sup>6</sup>.

La CREG prévoit une somme pondérée afin de refléter leurs valeurs respectives pour le marché et pour le système en général. Partant de l'hypothèse que les capacités mises à disposition en J-1 à 22:00 (pour les 24 heures de J entre 0h et 24h) et en J à 10:00 (pour les 12 heures de J entre 12h et à 24h de jour J) sont les plus intéressantes pour le marché, la CREG propose la formule suivante :

$$V\_ID\_ATC = (12*V\_ID\_ATC\_3pm + 24* V\_ID\_ATC\_22pm + 12* V\_ID\_ATC\ 10am)/48$$

Dans l'attente de la mise à disposition des capacités à 15 heures en J-1 ou à 10 heures en J, la formule est simplement :

$$V\_ID\_ATC = V\_ID\_ATC\_22pm$$

### Pénalisation de l'application des valeurs ID ATC négatifs

Ensuite, la CREG propose de pénaliser une application potentielle du concept des valeurs ID ATC négatives. Aujourd'hui, il n'existe pas des valeurs ID ATC négatives. Toutefois, dans le contexte du deuxième amendement de la méthodologie du calcul des capacités infrajournalières de la région Core, certains TSOs proposent d'introduire ce concept afin de réduire les volumes de *redispatching* nécessaire pour sécuriser le résultat du marché journalier. Un résultat du marché journalier non-sécurisé serait « partagé » entre les frontières à proximité de la congestion.

Une valeur ID ATC négative sur une frontière aurait comme conséquence qu'il n'y a pas de *netting* des échanges sur cette frontière. Un échange dans une direction ne libèrerait donc pas de la capacité dans la direction opposée :

		No negative ID ATC (current situation)		Negative ID ATC (proposal on the table)	
Trade	Trade A->B	ID ATC A->B	ID ATC B-> C	ATC A->B	ATC B-> A
<b>0 (start)</b>	0	+ 250 MW	<b>0 MW</b>	+250 MW	<b>-100 MW</b>
<b>1</b>	+50 MW	+ 200 MW	<b>+ 50 MW</b>	+ 200 MW	<b>-50 MW</b>
<b>2</b>	+ 200 MW	+ 0 MW	<b>+ 250 MW</b>	+ 0 MW	<b>+150 MW</b>

La CREG s'oppose à l'introduction des valeurs ID ATC négatives. Selon la CREG, cette approche est inefficace et discriminatoire pour de multiples raisons. En outre, l'impact au niveau de la liquidité du marché infrajournalier est négatif.

Concrètement, la CREG propose d'introduire un facteur de pénalité de 30% de l'incitant si il y a des frontières belges avec des valeurs ID ATC négatifs. La pénalité est proportionnelle avec le nombre d'heures avec au moins une frontière belge avec une valeur ID ATC négative :

$$- \text{Pénalité} = 30\% * \%h (\min (\text{ID ATC X} \Rightarrow \text{BE}, \text{ID ATC BE} \Rightarrow \text{X}) < 0)$$

<sup>6</sup> Voir Article 4 van de "ACER Decision 06-2022 on Core CCM: Annex II", 28 March 2022

Finalement, la CREG propose un seuil minimal de – 50 % sur le total annuel de l’incitant.

La formule pour le volet infrajournalier est donc :

$$- V\_ID\_tot = \max(- 50\%, V\_ID\_ATC - \text{Pénalité})$$

Appliquée sur les données ID ATC historiques, cette formule donne les résultats suivants :

Table 1 : Indicateurs de performance évaluant la capacité maximale par frontière et la résultante au niveau de l’incitant<sup>7</sup>

Year	NL border closed	FR border closed	DE border closed	Export closed	Import closed	All zero	Result Incitant ID
2017	6%	5%	0%	5%	15%	2%	87%
2018	13%	6%	0%	5%	29%	4%	77%
2019	9%	10%	0%	14%	14%	6%	75%
2020	12%	9%	13%	6%	5%	2%	64%
2021	20%	22%	26%	25%	27%	10%	23%
2022 (jan-oct)	26%	22%	24%	36%	23%	15%	14%
* 2022 (CWE)	44%	40%	66%	46%	45%	28%	-50%
* 2022 (Core)	10%	3%	7%	23%	3%	2%	+78%

La CREG fait remarquer que vu sur plusieurs années la tendance est négative. Effectivement, on aperçoit que la fréquence de nombre d’heures avec zéro capacité en infrajournalier sur les frontières belges (et sur les frontières Core en générale) ne cesse de monter. Considérant 2022, il faut distinguer les résultats avant et après le Core *go-live*. Les résultats avant le *go-live* de Core étaient historiquement mauvais et les résultats après *go-live* nettement meilleurs.

La CREG propose d’ utiliser les résultats de 2021 comme référence dans la calibration de l’incitant (voir ci-dessous).

### **Allocation Flow-based**

La méthodologie du Core ID CCM prévoit une allocation *flow-based* des capacités infrajournaliers à partir de 2025. Les valeurs ATC infrajournaliers ne seront donc plus disponibles, ni pertinentes, pour représenter la capacité mise à disposition par les GRTs. La capacité cross-frontalière sera représentée par un domaine *flow-based*.

La CREG propose de revoir la paramétrisation du volet infrajournalier sur base de la RAM disponible sur les CNECs en infrajournalier - en ligne avec ce qui est proposé pour le volet journalier.

<sup>7</sup> Sur base des capacités ID ATC (valeurs finales) mises à disposition au marché ID en J-1 à 22 :00

Concrètement, la CREG considère que la capacité donnée au marché journalier doit également être donnée au marché intrajournalier en tenant compte bien entendu de la capacité déjà allouée aux marchés journalier et intrajournaliers ('F\_market'). Ainsi, tenant compte d'une réduction potentielle de 5 % de la valeur FRM en intrajournalier, la RAM à mettre à disposition est:

$$- \text{RAM\_ID}^8 = \text{RAM\_DA} - \text{F\_market} + 5\%$$

Sur cette base, on peut calculer une valeur RAM équivalente en journalier:

$$- \text{RAM\_equivalent\_DA} = \text{RAM\_ID} + \text{F\_market} - 5\%$$

De sorte, on peut étendre le principe du volet journalier vers le volet intrajournalier. Etant donné la valeur RAM équivalente, le score est défini sur base d'une valeur *target* RAM\* et d'un seuil minimal RAM<sub>0</sub> qui dépendent du type de CNEC (interne, cross-zonal) et du GRT (Elia, non-Elia).

Pour les CNECs *de Elia*, la CREG propose d'appliquer les mêmes valeurs pour RAM\* et RAM<sub>0</sub> qu'appliquées pour le volet journalier. Les flux F\_market sont calculés sur base des PTFDs déterminés en J-1 et J (c.à.d. D2CF et IDCF) et sur la somme nette des NEP en DA et ID. Pour chaque heure, toutes les CNECs de Elia dans le domaine « *presolved* » sont évaluées et la moyenne des scores est calculée.

Pour les CNECs *non-Elia*, la CREG propose une simplification, notamment un score de 100 % si la RAM\_ID est égale ou supérieure à 10 % et de 0 % si la RAM\_ID est égale à ou inférieur à 5 %. Pour chaque heure, toutes les CNECs non-Elia dans le domaine « *presolved* » sont évaluées et la moyenne des scores est calculée.

Sur base annuelle, le résultat total est la somme pondérée de la moyenne des scores horaires pour les CNECs d'Elia et pour les CNECs non-Elia:

$$- \text{V\_ID\_FlowBased} = 75\% \text{ score\_RAM\_ID\_Elia} + 25\% \text{ score\_RAM\_ID\_non-Elia}$$

La CREG fait remarquer ne pas proposer une pondération horaire des scores. La CREG est d'avis que la demande résiduelle au niveau du réseau d'Elia (« *Elia grid load* ») n'est pas un paramètre clé dans la définition de la valeur de la capacité transfrontalière du marché intrajournalier.

Finalement, la CREG se réserve la possibilité de revoir la calibration des paramètres du volet intrajournalier dans le contexte de l'allocation flow-based si à ce moment-là, sur base des données disponibles, on aperçoit une importante déviation par rapport au résultat « *Business as Usual* » de 60 %.

#### 4.2.1.5. Calibration de l'incitant

Sur base des données historiques, avec le design de l'incitant tel que exposé ci-avant, Elia aurait obtenu les résultats suivants pour l'ensemble du volet journalier (DA) et le volet intrajournalier (ID) - :

	DA	ID	Total (75% DA + 25% ID)
<b>2020</b>	79%	64%	75%
<b>2021 (Référence)</b>	75%	23%	62%

<sup>8</sup> Pour ALEGrO la formule revient à "RAM\_ID = 100% - F\_market" vu qu'il n'a pas de FRM sur ALEGrO.

Le résultat pour l'année de référence 2021 est de 62 %. Vu les différentes tendances présentées ci-dessus, la CREG considère que l'incitant permet effectivement d'atteindre un résultat de 60% dans une situation « *Business as Usual* ».

#### **4.2.2. Réalisation dans les délais de projets d'infrastructure majeurs**

##### **4.2.2.1. Définitions**

Par « mise en service » on entend le moment où l'ensemble des installations nécessaires pour assurer la fonctionnalité du projet ou de la phase de projet concernée est mis à disposition des centres de contrôle d'Elia pour exploitation.

Par « démantèlement », on entend le processus prenant cours au moment de la mise hors service de l'installation, et qui comprend le démontage de l'installation et la libération du site.

##### **4.2.2.2. Projets d'infrastructure majeurs et délais de référence**

La liste de projets d'infrastructure majeurs faisant l'objet de cet incitant pour les quatre années de la période tarifaire sera établie par décision de la CREG sur proposition du gestionnaire de réseau.

La proposition du gestionnaire de réseau sera reprise dans la proposition tarifaire qui doit être introduite auprès de la CREG au plus tard le 10 mai 2023. Préalablement à l'introduction de cette proposition tarifaire, les acteurs du marché auront la possibilité d'exprimer leur point de vue sur un projet de proposition dans le cadre de la consultation publique que le gestionnaire de réseau doit organiser sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire.

##### **4.2.2.3. Octroi de l'incitant**

Pour une année donnée :

- le montant annuel maximal envisageable est attribué au gestionnaire du réseau si l'ensemble des projets prévus pour cette année donnée est réalisé dans les délais fixés ;
- 80 % du montant annuel maximal envisageable est attribué au gestionnaire du réseau si au maximum un seul des projets prévus pour cette année donnée n'a pas pu être réalisé dans les délais fixés ;
- aucun montant n'est attribué au gestionnaire du réseau si plus d'un projet prévu pour cette année donnée n'a pas été réalisé dans les délais.

Dans le cas où le gestionnaire du réseau n'introduit pas sa proposition de liste de projets d'infrastructures majeurs faisant l'objet de cet incitant au plus tard le 10 mai 2023 et/ou que les acteurs du marché n'ont pas eu la possibilité d'exprimer leur point de vue sur un projet de proposition dans le cadre de la consultation publique que le gestionnaire de réseau doit organiser sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire, alors aucun montant ne sera attribué au gestionnaire du réseau pour la première année de la période régulatoire.

### **4.3. Incitants favorisant l'amélioration de la qualité du service visés à l'article 25 de la méthodologie tarifaire**

#### **4.3.1. Satisfaction des utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement**

Chaque année au plus tard le 1<sup>er</sup> jour ouvrable suivant le 15 septembre, Elia remet à la CREG la liste des utilisateurs du réseau ayant bénéficié d'un nouveau raccordement (ou d'une modification substantielle d'un raccordement existant) au cours des 12 mois qui précèdent le 15 septembre.

Le premier jour ouvrable suivant le 15 septembre, en mettant la CREG en copie, le gestionnaire du réseau adresse à chacun des utilisateurs du réseau précités le questionnaire suivant par email :

- 1) Comment jugez-vous la gestion par Elia de votre projet de raccordement au réseau du point de vue du respect du budget convenu ? Le budget convenu est celui de l'offre de réalisation sur base de laquelle vous avez passé commande pour la réalisation de votre raccordement. Dans votre évaluation, vous tenez compte du fait que ce montant a peut-être dû être revu du fait de certains éléments ou événements dont Elia n'a pas la maîtrise.
- 2) Comment jugez-vous la gestion par Elia de votre projet de raccordement au réseau du point de vue du respect du planning convenu ? Le planning convenu est celui de l'offre de réalisation sur base de laquelle vous avez passé commande pour la réalisation de votre raccordement. Dans votre évaluation, vous tenez compte du fait que ce planning a peut-être dû être revu du fait de certains éléments ou événements dont Elia n'a pas la maîtrise.
- 3) Dans quelle mesure la solution technique de raccordement proposée par Elia répond-elle à vos attentes en matière de spécificités techniques ?
- 4) Dans quelle mesure la solution technique de raccordement proposée par Elia répond-elle à vos attentes en matière de coûts - basées par exemple sur vos propres expériences passées ?
- 5) Comment jugez-vous la disponibilité du personnel d'Elia et sa réactivité vis-à-vis des questions et des remarques que vous avez formulées ?
- 6) Comment jugez-vous la gestion par Elia de votre projet de raccordement en matière de sécurité des personnes (c.à.d. votre propre personnel, le personnel d'Elia, de clients ou de tiers) et des installations sur votre site ?

Pour chaque question, la satisfaction du client est exprimée sur une échelle de 1 à 5 (1-très mauvais, 5-excellent).

Le montant annuel maximal envisageable est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen obtenu est égal à 5. Aucun montant n'est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen est égal à 1. Pour les scores moyens intermédiaires, le montant de l'incitant est obtenu par interpolation linéaire.

### 4.3.2. Satisfaction de tous les utilisateurs du réseau

#### 4.3.2.1. Enquête de satisfaction réalisée durant les années impaires

Au plus tard le 1<sup>er</sup> jour ouvrable suivant le 15 septembre de chaque année impaire, Elia remet à la CREG la liste en date du 15 septembre de cette année impaire des membres effectifs du *Users' group* d'Elia ainsi que des groupes de travail et *taskforces*.

Le premier jour ouvrable suivant le 15 septembre de chaque année impaire, en mettant la CREG en copie, le gestionnaire du réseau adresse à chacun des membres précités le questionnaire suivant par email :

- 1) Comment jugez-vous l'organisation pratique du *Users' group* d'Elia et de ses groupes de travail du point de vue de la mise à disposition des documents pertinents dans un délai raisonnable préalable à chaque réunion ?
- 2) Comment jugez-vous l'organisation pratique du *Users' group* d'Elia et de ses groupes de travail du point de vue de la rédaction de procès-verbaux exhaustifs ?
- 3) Comment jugez-vous l'organisation pratique du *Users' group* d'Elia et de ses groupes de travail du point de vue de la rédaction de rapports de consultation qui répondent de manière détaillée aux remarques des répondants ?
- 4) Comment jugez-vous l'impact que vous avez à travers ce *Users' group* et ses groupes de travail sur le travail réalisé par Elia ?

Pour chaque question, la satisfaction est exprimée sur une échelle de 1 à 5 (1-très mauvais, 5-excellent).

Le montant annuel maximal envisageable est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen obtenu est égal à 5. Aucun montant n'est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen est égal à 1. Pour les scores moyens intermédiaires, le montant de l'incitant est obtenu par interpolation linéaire.

#### 4.3.2.2. Enquête de satisfaction réalisée durant les années paires

Au plus tard le 1<sup>er</sup> jour ouvrable suivant le 15 septembre de chaque année paire, Elia remet à la CREG la liste de tous les utilisateurs du réseau d'Elia.

Le premier jour ouvrable suivant le 15 septembre de chaque année paire, en mettant la CREG en copie, le gestionnaire du réseau adresse à chacun de ses utilisateurs du réseau le questionnaire suivant par email :

- 1) Comment jugez-vous la fiabilité de l'infrastructure mise par Elia à votre disposition ?
- 2) Comment jugez-vous la disponibilité du personnel d'Elia et sa réactivité vis-à-vis des questions et des remarques que vous avez formulées ?
- 3) Comment jugez-vous l'exactitude des factures qu'Elia vous a envoyées ?

Pour chaque question, la satisfaction du client est exprimée sur une échelle de 1 à 5 (1-très mauvais, 5-excellent).

Le montant annuel maximal envisageable est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen obtenu est égal à 5. Aucun montant n'est attribué au gestionnaire du réseau si le score moyen est égal

à 1. Pour les scores moyens intermédiaires, le montant de l'incitant est obtenu par interpolation linéaire.

Ces questions peuvent être intégrées par le gestionnaire du réseau dans le cadre de l'enquête de satisfaction qu'il réalise tous les deux ans. Dans ce cas, le score moyen aux trois questions précitées est calculé indépendamment du score de l'enquête générale.

#### 4.3.3. Qualité des données mises à la disposition du marché

##### 4.3.3.1. Définitions

Format de donnée : les données numériques sont présentées en format numérique (pas de séparateurs de milliers et le point comme séparateur des chiffres décimaux) dans les fichiers, les données de type caractère sont présentées en format caractère dans les fichiers, les données relatives aux dates et heures sont présentées en format date et heure dans les fichiers.

Donnée : plus petit niveau de mesure pouvant être contenu dans une cellule d'un tableur Excel (exemple : le prix positif d'*imbalance* du 19 janvier 2015 entre 7h45 et 8h00).

Série de données : l'ensemble de données relatives à la même variable (ex : données relatives à la production nucléaire belge de janvier 2015 à décembre 2015).

Data item : correspond à un élément de la Cartographie et à un fichier du *Tests Reports*.

##### 4.3.3.2. Banques de données

Trois banques de données (sources) sont à prendre en considération :

- données de la plateforme Transparence d'Elia (SFTP Elia, OpenData Elia, ... ), ci-dessous dénommées *SFTP Elia* (en CET/CEST)(\*);
- données de la plateforme de Transparence ENTSO-E (GUI , API et FTP ENTSO-E), ci-dessous dénommée *FTP ENTSO-E* (en CET/CEST ou UTC, respectivement)(\*\*);
- données récurrentes de *reporting* relatives notamment à la Transparence fournies par Elia alimentant la *datawarehouse* de la CREG, ci-dessous dénommées *CREG Reports* (\*\*\*) .

La CREG a identifié quatre « *Streams* » de données :

- *stream 1 : données non-validées* : c'est-à-dire des données disponibles sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E*, mais qu'Elia n'a pas encore transmises à la CREG. Le périmètre des données faisant partie du *stream 1* concerne les données issues des rapports identifiés des articles 6 à 17 de la Régulation 543/2013, ci-dessous dénommé la *Cartographie*.
- *stream 2 : données validées* : c'est-à-dire des données *CREG Reports* transmises mensuellement à la CREG afin d'alimenter sa *datawarehouse* ainsi que les données de transparence (*SFTP Elia* et *FTP ENTSO-E*) relatives au mois pour lequel la CREG reçoit les données validées par Elia. Le périmètre des données transmises mensuellement à la CREG est exhaustivement décrit dans les *Tests Reports* tandis que le périmètre des données de transparence est repris dans la *Cartographie*.



- *stream 3 : données historiques* : c'est-à-dire les données disponibles sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et dans les *CREG Reports/Tests Reports*<sup>9</sup> antérieures au dernier mois de données de *reporting* transmis par Elia à la CREG jusqu'au 5 janvier 2015, ou si la donnée/le rapport n'existe pas au 5 janvier 2015, jusqu'à la création de la donnée/rapport. Le périmètre des données faisant partie du *stream 3* est exhaustivement décrit dans la *Cartographie*. La partie des données de *reporting* Elia transmises à la CREG, qui concerne les données de transparence, sera également testée dans le *stream 3*.
- *stream 4 : données temps réel* : c'est-à-dire les dernières données 1 minutes et 15 minutes disponibles relatives au *balancing*<sup>10</sup> et à la transparence mises à disposition sur le *SFTP Elia et SFTP ENTSO-E*. Le périmètre des données faisant partie du *stream 4* est exhaustivement décrit dans la *Cartographie*.

La *Cartographie* et les *Tests Reports* pourront évoluer au cours de la période de l'incitant en fonction de l'évolution du marché. Les modifications seront développées par Elia et/ou la CREG et communiquées à la CREG et/ou Elia avec un délai d'application des modifications de 2 mois calendrier. Elia devra communiquer au moins 12 tests de validité à la CREG par année, dont au moins un test de validité inter-fichiers, sans quoi le score global de l'incitant sera diminué de moitié. Ces tests de validité devront porter sur l'ensemble des *streams*. Tout changement dans la *Cartographie* ou les tests reports fera l'objet d'une réunion technique entre Elia et la CREG, suivie d'une notification détaillant ledit changement. Concrètement, après une réunion de travail entre les équipes d'Elia et de la CREG au cours de laquelle le(s) nouveau(x) test(s) de validité est/sont présenté(s), un courrier (éventuellement électronique) sera envoyé par Elia à la CREG afin de confirmer le(s) test(s) de validité(s) à mettre en œuvre. Ce(s) test(s) est/sont d'application sur les données des 4 *streams* concernées par ledit/lesdits test(s) deux mois calendrier après réception du courrier. Les tests ne seront entrepris que sur les données dont Elia est *Primary Data Owner*.

A l'exception des données relatives aux interconnexions, la CREG s'attend à ce que les données du marché belge soient toutes publiées par Elia qui a un rôle de fournisseur de données vers ENTSO-E.

#### 4.3.3.3. Tests de validité

Le tableau ci-dessous présente, par *stream*, les caractéristiques de fréquence et de fenêtre d'application des tests de validité et de cohérence qui seront appliqués sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et les *CREG Reports*.

---

<sup>9</sup> Les *Tests Reports* reprennent les tests de validité inter et intra fichiers que la CREG entreprend sur les *CREG Reports* communiqués par Elia.

<sup>10</sup> Régulation EBGL 2195/2017 pour les données critiques de *balancing*; outils IT développés par Elia (ex : outil de déséquilibre des BRPS, prévision du *system imbalance*,...); données de transparence

	<i>Stream 1</i>	<i>Stream 2</i>	<i>Stream 3</i>	<i>Stream 4</i>
<b>Fenêtre temporelle d'application des tests de validité</b>	Du jour J au jour M+1+15J ou M+2+15J	Du mois M+1+15J au mois M+2+15J	Du 05JAN2015 au mois M+2+15J ou M+3+15J	Dernière minute ou dernier quart d'heure du jour J
<b>Période testée</b>	L'ensemble des données de la fenêtre temporelle	L'ensemble des données de la fenêtre temporelle	Un mois au hasard parmi l'ensemble des données de la fenêtre temporelle. Un délai de quinze jours calendriers sera laissé entre deux tests des données relatives à un même mois.	Une minute ou un quart d'heure pour le jour J
<b>Fréquence de test</b>	Journalière	Mensuelle	Journalière	Journalière
<b>(*) Test des données de la Cartographie sur le SFTP Elia ?</b>	Oui	Oui	Oui	Oui
<b>(**) Test des données de la Cartographie sur le FTP ENTSO-E</b>	Oui	Oui	Oui	Oui
<b>(***) Test des données de la Cartographie présentes dans les CREG Reports / Tests Reports relatifs à la transparence</b>	Oui	Oui	Oui	Oui
<b>(***) Test des données des CREG reports comme décrit dans Tests Reports</b>	Non	Oui	Non	Non

Le détail des tests de validité est présenté dans le texte ci-dessous.

- Les tests de validité pour le *stream 1* portent sur les données de la *Cartographie* disponibles sur le *SFTP Elia* et sur le *FTP ENTSO-E*. Ces tests de validité seront réalisés entre les données *SFTP Elia* et *FTP ENTSO-E* tous les jours de l'année.

La CREG considère une donnée non-validée comme correcte si elle répond à l'ensemble des critères suivants :

- elle est définie et précise (c'est-à-dire non manquante, dans le bon format et respectant la règle d'arrondi telle que définie dans la section 'Règle d'arrondis' ci-dessous) au moment  $t$  défini, soit entre le jour J du téléchargement et les données du jour M+2+15J correspondant à l'envoi des derniers *CREG Reports* transmis à la CREG relatifs au mois M. Pour des raisons pratiques d'*upload* des données Elia par ENTSO-E, une tolérance d'une heure est appliquée sur ces données : lorsque la donnée est téléchargée, les données de l'heure précédant l'heure de téléchargement peuvent être absentes des jeux de données ENTSO-E ou Elia. Par exemple, lorsque la CREG commence à télécharger entre 9h00 et 10h00 du matin les données les plus proches du temps réel, les tests de cohérence des données Elia-ENTSO-E seront conduits jusqu'à l'heure h-2, soit l'heure 7h00-8h00 du jour de téléchargement ;

- elle a passé les tests de cohérence intra-fichiers et inter-fichiers mis en place par Elia et/ou la CREG. Ceux-ci vérifient, pour les test intra-fichiers, que la valeur de la donnée sur le *SFTP Elia* est égale à la valeur de cette même donnée sur le *FTP ENTSO-E* en suivant les règles d'arrondis et d'écart décrits ci-dessous. S'il est impossible de comparer directement les données sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E* car la granularité des données est différente (ex : les donnée sont en format quart-horaire sur le *FTP ENTSO-E* et en format horaire sur le *SFTP Elia* ou les données sont disponibles par unité de production sur le *SFTP Elia* et les données sont agrégées pour toutes les unités sur le *FTP ENTSO-E*), la CREG appliquera une formule de conversion, fournie par Elia, permettant de comparer les données. Si Elia ne communique pas à la CREG la formule de conversion pour un des tests de validité possibles, la CREG considèrera qu'elle sera dans l'impossibilité d'effectuer ledit test et une erreur sera comptabilisée pour ce test. Pour les tests inter-fichiers, les tests de cohérence vérifient que les données présentes dans un fichier correspondent, éventuellement moyennant arrondi, aux données d'un autre fichier ;
  - elle est présente simultanément sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E*.
- Les tests de validité pour le *stream 2* sont mensuels et portent sur les données transmises à la CREG (les *CREG Reports / Tests Reports*), les données de la *Cartographie* présentes sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E*.

La CREG considère une donnée validée comme correcte si elle répond à l'ensemble des critères suivants :

- elle est définie et précise (c'est-à-dire non manquante, dans le bon format et respectant la règle d'arrondi telle que définie dans la section 'Règle d'arrondis' ci-dessous ) au moment  $t$  défini : elle concerne donc des données relatives au mois  $M$  pour des données reçues en  $M+2+15J$ . Par exemple, la CREG s'attend à ce que l'ensemble des données communiquées par Elia à la CREG relatives au mois de janvier 2020 lui soient transmises au plus tard pour le 15 avril 2020 ;
- elle a passé les tests de cohérence mis en place par Elia et/ou la CREG :
  - sur les données des *CREG Reports* : les tests de cohérence correspondent à l'ensemble des tests décrits dans le *Tests Reports* ;
  - sur les données de la *Cartographie* présentes sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et, éventuellement, dans les *CREG Reports/Tests Reports* : les tests de cohérence vérifient que la valeur de la donnée sur le *SFTP Elia* est égale à la valeur de cette même donnée sur le *FTP ENTSO-E* et éventuellement à celle présente dans les *CREG Reports* en suivant les règles d'arrondis et d'écart décrits ci-dessous. S'il est impossible de comparer directement les données sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et/ou les *CREG Reports* car la granularité des données est différente, la CREG appliquera une formule de conversion fournie par Elia permettant de comparer les données. Si Elia ne communique pas à la CREG la formule de conversion pour un des tests de validité possibles, la CREG considèrera qu'elle sera dans l'impossibilité d'effectuer ledit test et une erreur sera comptabilisée pour ce test.

Les tests de validité comprenant les données *CREG Reports* ne seront activés qu'une fois que les données sont envoyées par Elia. Un jeu de données non communiqué par Elia à la CREG dans le délai imparti (M+2 +15J) sera considéré comme reçu pour le calcul de l'incitant et une erreur sera comptabilisée pour ce test.

- Les tests de validité pour le *stream 3* portent sur les données antérieures au dernier mois de données de *reporting* transmis par Elia à la CREG. Les tests sont effectués tous les jours sur les données de la *Cartographie* présentes sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et dans les *CREG Reports / Tests Reports*.

La CREG considère une donnée historique comme correcte si elle répond à l'ensemble des critères suivants :

- elle est définie et précise (c'est-à-dire non manquante, dans le bon format et respectant la règle d'arrondi telle que définie dans la section 'Règle d'arrondis' ci-dessous) au moment  $t$  défini, considérant qu'un seul mois de données sera testé quotidiennement parmi les données historiques possibles ;
  - elle a passé les tests de cohérence mis en place par Elia et/ou la CREG. Ceux-ci vérifient que la valeur de la donnée sur le *SFTP Elia* est égale à la valeur de cette même donnée sur le *FTP ENTSO-E* et éventuellement à celle présente dans les *CREG Reports / Tests Reports* en suivant les règles d'arrondis et d'écarts décrits ci-dessous. S'il est impossible de comparer directement les données sur le *SFTP Elia*, le *FTP ENTSO-E* et/ou les *CREG Reports* car la granularité des données est différente, la CREG appliquera une formule de conversion, fournie par Elia, permettant de comparer les données. Si Elia ne communique pas à la CREG la formule de conversion pour un des tests de validité possibles, la CREG considèrera qu'elle sera dans l'impossibilité d'effectuer ledit test et une erreur sera comptabilisée pour ce test ;
  - elle est présente simultanément sur le *SFTP Elia*, sur le *FTP ENTSO-E* et, si la donnée fait également partie du *Tests Reports*, sur les *CREG Reports*.
- Les tests de validité pour le *stream 4* portent sur les données relatives au temps réel. Les tests sont effectués tous les jours sur les données de la *Cartographie* présentes sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E* si celui-ci sert de lieu de publication à Elia.

La CREG considère une donnée temps réel comme correcte si elle répond à l'ensemble des critères suivants :

- elle est définie et précise (c'est-à-dire non manquante, dans le bon format et respectant la règle d'arrondi telle que définie dans la section 'Règle d'arrondis' ci-dessous) au moment  $t$  défini, considérant qu'un seul quart d'heure ou une seule minute ne sera testée par quart d'heure ou minute, respectivement ;
- elle a passé les tests de cohérence mis en place par Elia et/ou la CREG. Ceux-ci vérifient que la valeur de la donnée sur le *SFTP Elia* est égale à la valeur de cette même donnée sur le *FTP ENTSO-E* si la donnée est disponible sur le site *FTP ENTSO-E*, et les tests vérifieront que la valeur de la donnée est présente sur le *SFTP Elia* et a passé les tests de cohérence si la donnée n'est publiée que sur le site *SFTP Elia*. S'il est impossible de comparer directement les données sur le *SFTP Elia* et le *FTP ENTSO-E* car la granularité des données est différente, la CREG appliquera une formule de conversion, fournie par Elia, permettant de comparer les données. Si Elia ne communique pas à la CREG la formule de conversion pour un des tests de

validité possibles, la CREG considèrera qu'elle sera dans l'impossibilité d'effectuer ledit test et une erreur sera comptabilisée pour ce test ;

- elle est présente, pour les données de transparence, simultanément sur le *SFTP Elia* et sur le *FTP ENTSO-E*, et, pour les données de balancing, la donnée est présente sur le *SFTP Elia*.

Comme la CREG n'a pas l'infrastructure informatique pour télécharger en temps réel, de manière continue (24h/24, 7j/7) les données du *stream 4*, Elia sera en charge de télécharger ces données et de fournir ces données quotidiennement à la CREG, selon une modalité à encore définir, moyennant deux conditions : 1) chaque fichier concerné aura un identifiant qui comprendra l'année, le mois, le jour, l'heure et la minute des données à tester, 2) ainsi qu'un fichier 'log' qui comprendra l'heure à laquelle les données ont été téléchargées, écrites et modifiées par Elia. La CREG se réserve le droit d'effectuer des téléchargements aléatoires des données du *stream 4* afin de contrôler qu'Elia lui transmette bien les dernières données disponibles au moment où la publication doit être mise à disposition du marché.

### **Règle d'arrondis**

Actuellement, la plateforme ENTSO-E présente des règles d'arrondi différentes pour les volumes en fonction du canal utilisé. En effet, les données disponibles via l'écran de visualisation, le *data download* et le GUI ainsi que l'API sont arrondies au MW/MWh tandis que les données disponibles via le FTP ne sont pas arrondies et présentent deux décimales. La présentation des données sur le FTP d'ENTSO-E peut encore changer d'ici à la mise en service définitive de l'outil. Il sera nécessaire de déterminer la règle d'arrondis pour s'aligner sur celle utilisée sur ENTSO-E. Par ailleurs, il conviendra également de vérifier les règles d'arrondi du SFTP d'Elia.

### **Règle d'écart sur les tests de cohérence**

Pour des données concernant des volumes d'électricité, la CREG tolèrera un écart inférieur à 15 kW(h), sauf en cas de proposition alternative formulée par Elia et préalablement approuvée par la CREG, tandis que pour les données concernant des prix d'électricité, aucun écart ne sera toléré. Cette règle devra éventuellement être adaptée en fonction de la règle d'arrondis choisie ultérieurement.

### **Communication des résultats**

La CREG communiquera le jour J à Elia les résultats des tests effectués le jour J et la liste des données identifiées comme non-correctes dans un format convenu préalablement entre Elia et la CREG. Les résultats seront envoyés de façon complète et unique à une fréquence journalière pour les *streams 1* et 3 et mensuelle pour le *stream 2*. Elia aura le droit de vérifier et contester les résultats via email dans un délai de 45 jours ouvrables après communication des résultats par la CREG.

### **Cas d'exclusion**

Malgré les meilleurs efforts d'Elia, il peut arriver que, pour des raisons techniques se produisant dans un nombre limité de cas, les données qu'Elia fournisse à la CREG n'aient pas la précision requise par l'incitant pour les données relatives aux volumes (0.01 MW(h)). Dès lors, la CREG pourrait exclure, moyennant une justification technique non-structurelle de la part d'Elia, ces données de l'incitant pour les *streams* concernés.

#### 4.3.3.4. Calcul de l'incitant

Le montant annuel maximal de l'incitant est ventilé entre les différents *streams* comme suit :

- 30 % pour le *stream 1* ;
- 30 % pour le *stream 2* ;
- 30 % pour le *stream 3* ;
- 10 % pour le *stream 4*.

Pour l'ensemble des *streams*, et pour permettre des maintenances informatiques planifiées et communiquées à l'avance par Elia à la CREG, la CREG peut décider de ne pas effectuer de tests de validité durant un nombre limité de périodes d'indisponibilités qui résultent de ces maintenances dont la durée communiquée par Elia doit être restreinte. En dehors des périodes de maintenances planifiées, la CREG effectuera ces tests quotidiens durant une plage horaire convenue entre les parties.

Pour le *stream 1*, chaque jour de l'année, un calcul de pourcentage de données correctes est effectué sur les données contrôlées par la CREG. La CREG adopte un mode de calcul de l'incitant partiellement proportionnel pour le Stream 1 étant donné les erreurs possibles liées aux données les plus proches du temps réel. Ainsi, chaque jour de l'année, le nombre de données incorrectes et de données correctes sur l'ensemble des séries de données contrôlées seront calculées, afin de déterminer un pourcentage de données correctes. Le tableau ci-dessous reprend pour chaque pourcentage de données correctes, le pourcentage de montant de l'incitant pour le Stream 1 qui y est associé.

% données correctes	% incitant attribué
[0 % - 99 %[	0
[99,00 % - 99,09 %[	10
[99,10 % - 99,19 %[	20
[99,20 % - 99,29 %[	30
[99,30 % - 99,39 %[	40
[99,40 % - 99,49 %[	50
[99,50 % - 99,59 %[	60
[99,60 % - 99,69 %[	70
[99,70 % - 99,79 %[	80
[99,80 % - 99,89 %[	90
[99,90 % - 100 %	100

Un score de 99 % ou plus de données correctes par jour donnera lieu à l'attribution d'un pourcentage non nul de la tranche de l'incitant accordée pour ce jour-là. Dès lors, soit  $1/365^{\text{ème}}$  ou  $1/366^{\text{ème}}$  de l'incitant '*stream 1*' sera en jeu chaque jour. Par exemple, supposons qu'au jour J, les contrôles effectués par la CREG indiquent que 99,22 % des données du *stream 1* sont correctes, Elia se verrait attribuer 30 % d' $1/365^{\text{ème}}$  (ou d' $1/366^{\text{ème}}$ ) d' $1/3$  de l'incitant '*stream 1*'. Le montant annuel accordé à Elia est égal à la somme des montants journaliers obtenus pour l'année Y considérée.

Pour le *stream 2*, un point est accordé lorsque toutes les données de l'ensemble des séries de données du *stream 2* pour le mois concerné sont corrects et, *a contrario*, un score de zéro est accordé si au moins une donnée incorrecte pour un data item du *stream 2* est constatée par la CREG. Un score sur 12 sera donc obtenu par Elia. Le montant maximal obtenu par Elia sera donc de 12/12<sup>ème</sup> du montant de l'incitant alloué au *stream 2*. Le montant minimal pour le *stream 2* sera donc égal à '0 %' du montant de l'incitant alloué au *stream 2* et les montants intermédiaires sont obtenus par interpolation linéaire. Par exemple, pour l'année Y, supposons qu'Elia obtienne le score de 11/12, Elia recevrait donc 11/12<sup>ème</sup> d'1/3 du montant total annuel de l'incitant.

Pour le *stream 3*, chaque jour de l'année, un point est accordé lorsque tous les data items du *stream 3* au sein de la fenêtre temporelle sélectionnée sont corrects. *A contrario*, si des données incorrectes sont découvertes, le mois testé sera comparé à son meilleur score pour les dix dernières fois où le mois a été sélectionné. Le pourcentage attribué correspond au pourcentage d'erreurs en moins trouvé dans le mois en question. Par exemple, si le mois sélectionné a connu 4.782 données incorrectes minimum dans les dix derniers *runs*, et que seulement 2.719 données incorrectes sont découvertes dans le *run* du jour, Elia obtiendrait 43.14 % du montant de l'incitant. Quand un nouveau jeu de données, issu du *stream 2*, est testé en *stream 3* pour la première fois, le nombre de données incorrectes est comparé aux résultats des tests *d'overlap* (= transparence) du *stream 2*; puis le mois sélectionné est comparé aux résultats du *stream 3* seulement quand il est sélectionné pour la deuxième fois ou plus. Elia obtiendra donc la totalité de l'incitant lorsqu'aucune erreur ne sera présente dans les données ou lorsque l'ensemble des erreurs trouvées précédemment seront corrigées ou exclues de l'incitant. Elia atteindra un pourcentage de l'incitant lorsque le nombre total d'erreurs sera réduit par rapport au meilleur score dudit mois pour les dix dernières fois au maximum que le mois testé a été sélectionné.

Pour le *stream 4*, étant donné que la CREG n'a pas de vue d'ensemble de la performance dudit *stream* avant le début l'incitant, la CREG demande à Elia de lui fournir les données de ce *stream* pour une période située avant le début de l'incitant (années 2021 ainsi que les années précédentes pour les publications temps réel sur le site d'Elia (ex : *Net Regulation Volume*)), afin de définir un score proportionnel sur base de la performance passée d'Elia.

Dès lors, pour les *streams* 1 et 3, si aucune erreur n'est détectée par la CREG ou n'a pas pu être détectée du fait d'une défaillance IT ou des programmes effectuant les contrôles, un score de '1' pour cette journée sera comptabilisé en faveur d'Elia.

## **4.4. Incitants à l'innovation visés à l'article 26 de la méthodologie tarifaire**

### **4.4.1. Incitant à l'innovation visé à l'article 26, § 1 de la Méthodologie Tarifaire**

#### **4.4.1.1. Définition**

Projet innovant : projet apportant à Elia de nouvelles connaissances et de nouveaux outils dont les (futurs) applications sont liées à une ou plusieurs de ses activités et qui lui permettent de développer et de maintenir un réseau sûr, fiable et efficace à long terme.

#### 4.4.1.2. Reporting et octroi de l'incitant

Le *reporting* des subsides en capital pour des projets innovants est réalisé chaque année dans le cadre du rapport tarifaire annuel *ex post*. Les subsides en capital obtenus doivent être liés à des projets innovants. Cette caractéristique doit apparaître de manière transparente et objective dans la description des projets subsidiés et/ou dans la décision de l'autorité subsidiant.

L'obtention de subsides en capital par le gestionnaire de réseau donne droit à un incitant à hauteur de 20 % des subsides en capital obtenus pendant l'année.

Sur la base du rapport tarifaire *ex post*, la CREG :

- vérifie le caractère innovant des projets qui font l'objet de subsides en capital ;
- contrôle que les éventuelles conditions à l'obtention des subsides sont respectées et qu'aucun remboursement de subside n'est imposé. Si des subsides doivent être remboursés par le gestionnaire de réseau, la part de l'incitant relative à ce montant de subsides est déduite de sa rémunération pour l'année où le remboursement a lieu;
- décide du montant de l'incitant obtenu par Elia dans le cadre des décisions tarifaires annuelles *ex post*.

#### 4.4.2. **Incitant à l'innovation visé à l'article 26, § 2 et 3 de la Méthodologie Tarifaire**

##### 4.4.2.1. Définitions

Stratégie d'innovation : document reprenant les grands domaines sur lesquels le gestionnaire de réseau souhaite réaliser des activités d'innovation au cours de la période tarifaire. Pour chaque domaine d'activité, le document comprend une justification en quoi celui-ci mérite d'être étudié ainsi qu'une description des avantages attendus, des inconnues et des incertitudes. Le gestionnaire de réseau indique également les grandes lignes de sa stratégie, y compris une brève description des activités d'innovation envisagées, pour atteindre les résultats escomptés dans chacun des domaines décrits ci-avant. Ce document sert de base au gestionnaire de réseau pour établir annuellement son plan d'innovation.

Plan d'innovation : plan du gestionnaire de réseau pour un exercice annuel de la période régulatoire comprenant une description, par domaine d'activité, des projets d'innovation qu'il entend mener durant l'année concernée. Pour chaque projet, le plan d'innovation comprend une description du caractère innovant, des incertitudes et des bénéfices attendus ainsi qu'une description et un planning des livrables et un budget. Les livrables sont définis en tenant compte du TRL du projet et des objectifs de transparence. Une activité d'innovation reprise dans le plan d'innovation peut commencer dans une année et se terminer dans une autre année de la période régulatoire.

Livrable : un livrable désigne tout produit fourni pendant la réalisation du projet et nécessaire pour atteindre les objectifs. Un livrable peut être un rapport d'une analyse/étude, un produit fini, une publication, un *milestone* conséquent, etc.



*Technology Readiness Level* (TRL) : système de mesure employé pour évaluer le niveau de maturité d'un projet ou d'une technologie. Ce système est basé sur une échelle à 9 niveaux tel que défini ci-dessous et est appliqué à l'environnement du gestionnaire de réseau.

Phase	TRL	Description
Recherche	1	Principes basiques
	2	Formulation du concept et de ses applications
	3	Validation du concept (Proof-of-Concept)
Développement	4	Prototype expérimental en environnement e test (environnement protégé, <i>testing environment, sandbox,...</i> )
	5	Démonstrateur en environnement laboratoire
	6	Pilote industriel en environnement représentatif
Déploiement	7	Première mise en œuvre en environnement opérationnel
	8	Mise en œuvre à plusieurs reprises
	9	Mise en œuvre à grande échelle

#### 4.4.2.2. Sélection des projets

Au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, le gestionnaire du réseau peut soumettre à l'approbation de la CREG un plan d'innovation annuel comprenant les projets qu'elle souhaite soumettre à l'incitant pour l'année suivante. Pour chaque projet, le plan d'innovation comprend une description du caractère innovant, des incertitudes et des bénéfices attendus ainsi qu'une description, un planning des livrables et un budget. Les livrables sont définis en tenant compte du « *Technology Readiness Level* » (TRL) du projet et des objectifs de transparence. Si certains projets sont pluriannuels, le gestionnaire de réseau le mentionnera explicitement dans le plan. Sauf exception approuvée par le régulateur, les projets du plan d'innovation développent et/ou appliquent des technologies qui sont en phase TRL 3 à 7 pour leurs applications spécifiques au domaine du transport d'électricité.

Au plus tard le 31 octobre de la même année, la CREG sélectionne les projets sur lesquels un incitant est octroyé et leur attribue un montant au titre de l'incitant en fonction des budgets et des bénéfices attendus, de manière proportionnée. Au moins 60 % du montant maximum est alloué à la sélection de projets si celle-ci contient au moins 5 projets répondants aux critères de sélection. Le montant alloué à chaque projet est ensuite réparti sur les livrables attendus. Le montant finalement attribué à chaque projet au titre de l'incitant est établi en fonction des livrables réalisés.

#### 4.4.2.3. Reporting et octroi de l'incitant

Au plus tard à la fin de chaque année, le gestionnaire de réseau soumet à la commission, par activité d'innovation, l'ensemble de livrables qui ont été définis dans le plan d'innovation et auxquels un montant au titre de l'incitant a été attribué par la décision de la commission.

Le gestionnaire de réseau publiera à la fin de chaque projet le livrable final sur son site internet dédié à l'innovation, moyennant le respect de toute confidentialité.

Dans le cadre de la décision relative au rapport tarifaire annuel *ex post*, la CREG approuve ou non l'octroi de l'incitant pour chaque projet innovant présélectionné. Les critères de décision sont les suivants :

- la réalisation effective des livrables. Si un livrable venait à manquer ou ne pas rencontrer les critères de qualité tels que définis au préalable lors de la sélection du projet, aucun montant n'est attribué au gestionnaire de réseau pour ce livrable ;
- le respect du planning prévisionnel. Les dépassements sont admis s'ils sont dûment justifiés ;
- le respect des objectifs de transparence (publication sur le site internet Innovation).

### **4.5. Incitants à l'amélioration de la continuité d'approvisionnement visé à l'article 28 de la méthodologie tarifaire**

#### **4.5.1. Average Interruption Time (AIT)**

##### 4.5.1.1. Définitions

Une interruption est l'absence constatée de tension à un point d'*interface* en service d'un client (direct ou GRD) suite à un incident sans que la charge ne soit entièrement couverte par un autre point d'*interface* du client. Le point d'*interface* (ou point d'interconnexion dans le cas d'un GRD) est défini dans le cadre du contrat de raccordement (ou de la convention de collaboration avec le GRD).

Un incident est le mouvement non-souhaité d'un dispositif de coupure supervisé par Elia (disjoncteur, sectionneur, rupteur), la plupart du temps résultant d'un court-circuit sur un élément du réseau. Certaines exceptions doivent être prises en compte (voir point 5.1.3).

##### 4.5.1.2. Calcul de l'AIT

Pour calculer l'AIT, les données suivantes sont nécessaires :

- puissance interrompue (PNS) : provient de la base de données de comptages TIC (puissances quart-horaires) ;
- durée d'interruption (d) : calculée pour chaque client interrompu ;
- l'ENS (*Energy Not Supplied*) : égal à la durée d'interruption multipliée par la puissance interrompue ;

- puissance moyenne prélevée du réseau d'Elia (*Yearly Average Power* ou YAP) : calculée en divisant l'énergie prélevée sur le réseau sur une année complète par le nombre d'heures dans cette même année.

L'AIT est calculé en divisant l'ENS par la puissance moyenne prélevée du réseau Elia.

$$AIT = ENS / YAP = (\sum [PNS \cdot d]) / YAP$$

#### 4.5.1.2.1. Calcul de la puissance interrompue

La puissance interrompue est la puissance moyenne du 1/4h complet précédant l'interruption.

#### 4.5.1.2.2. Calcul de la durée d'interruption

Début de l'interruption : moment (hh:mm:ss) du premier mouvement de disjoncteur lié à l'incident apparaissant dans le *logbook*.

Fin de l'interruption: moment (hh:mm:ss) de la remise sous tension ; par Elia en règle générale, par une autre source si la réserve est assurée autrement. Dans ce second cas, la performance d'Elia ne tient pas compte de la prolongation de l'interruption.

La mesure de la performance dans le cadre de cet incitant prend en compte toutes les interruptions indépendamment de leur durée. Toutefois leur prise en compte peut varier selon leur cause.

#### 4.5.1.3. Responsabilités et exceptions

On distingue 3 catégories d'interruptions, selon que leur origine est, ou non, attribuée à Elia:

- Elia est considérée responsable d'une interruption dans les cas suivants :
  - elle provient d'une erreur humaine du personnel d'Elia ou d'un entrepreneur travaillant pour Elia. Il s'agit :
    - des erreurs humaines directes, provoquant un incident alors qu'une intervention est en cours ;
    - des erreurs humaines latentes, provoquant un incident à la suite d'une erreur ou d'un oubli pendant une intervention dans le passé.
  - elle provient d'une défaillance matérielle d'une des infrastructures d'Elia ;
  - une mauvaise réponse d'un élément du réseau d'Elia suite à un incident d'origine quelconque entraîne l'interruption ou une aggravation de l'interruption de clients qui auraient dû rester alimentés si la réponse du système avait été correcte ;
  - les causes ne sont pas identifiées.

**Ces interruptions entrent dans le calcul de l'AIT.**

- b) Elia n'est pas considérée responsable d'une interruption dans les cas suivants :
- elle provient d'une erreur humaine survenue chez un utilisateur de réseau ;
  - elle provient d'une défaillance matérielle chez un utilisateur de réseau ;
  - elle est due à des circonstances de force majeure au sens où l'entend la jurisprudence des cours et tribunaux belges et qui ne sont pas visées au point c) ci-après.

**Ces interruptions n'entrent pas dans le calcul de l'AIT.**

- c) Les interruptions dont les causes sont attribuées à :
- des événements météorologiques (sauf force majeure) ; ou à
  - l'intrusion d'un animal dans les installations d'Elia dans un environnement extérieur ; ou à
  - l'erreur ou l'action volontaire d'un tiers affectant directement les installations d'Elia (engin créant un incident sur une ligne aérienne, arrachage d'un câble, vol de matériel, vandalisme, ...).

**Ces interruptions sont prises en compte dans le calcul de l'AIT uniquement si leur durée dépasse 4 heures. L'ENS est pris en compte pour le calcul de l'AIT pour la durée qui excède les 4 heures à partir du début de l'interruption. Pour les interruptions qui sont la conséquence d'une décision de l'utilisateur concerné ou dont la résolution dépend d'un tiers, l'ENS est multiplié par un facteur de 0,10.**

#### 4.5.1.4. Reporting vers la CREG

##### 4.5.1.4.1. *Rapport mensuel*

Elia fournit un rapport mensuel au plus tard 45 jours après la fin du mois en considération. Ce rapport vise à informer la CREG régulièrement des résultats obtenus dans le cadre de l'incitant sur la continuité d'approvisionnement. Il se limite donc aux données nécessaires à établir le résultat actuel pour l'année en cours en donnant la possibilité de discuter/valider la classification de la responsabilité.

##### 4.5.1.4.2. *Rapport annuel*

Sur base annuelle, Elia transmet un rapport plus étoffé à la CREG afin de lui permettre d'évaluer la qualité du réseau Elia et, le cas échéant, de répondre à des *benchmarkings* internationaux. Ce rapport est transmis au plus tard 45 jours après la fin de la période de référence.

Elia transmet ainsi un jeu d'indicateurs complet permettant d'évaluer les différents aspects de la qualité d'alimentation (allant donc au-delà de la seule continuité d'approvisionnement). Certains indicateurs existants dans la littérature et/ou demandés dans des *benchmarkings* ne sont cependant pas transmis, soit parce qu'ils sont redondants avec des indicateurs fournis, soit parce qu'ils sont mal définis pour un GRT (Voir annexe 1 pour le détail du contenu des rapports mensuels et annuels).

#### 4.5.1.5. Calcul de l'incitant

La référence, AITref, est la moyenne des résultats sur la période 2015-2021, correspondant à une valeur de l'AIT de 1,73 minutes<sup>11</sup>.

Si la CREG constate que les obligations de *reporting* pour une année Y ne sont pas respectées, et si aucune justification probante n'est fournie, la valeur de l'incitant pour l'année Y sera fixée à 0 euro.

Si les obligations de *reporting* sont respectées, la valeur de l'incitant est calculée comme suit :

$$I = \min [\text{MAX} ; 0,60 * \text{MAX} + \log(\text{AITref}/\text{AIT}) * \text{MAX}]$$

avec:

MAX = le montant brut maximal de l'incitant

#### 4.5.2. **Disponibilité du *Modular Offshore Grid* (MOG I)**

##### 4.5.2.1. Calcul de la disponibilité

La disponibilité moyenne annuelle est la capacité disponible du réseau du point de vue des parcs éoliens *offshore*.

Le taux d'indisponibilité est la part d'énergie produite par les parcs qui n'a pas pu être évacuée en raison d'une indisponibilité totale ou partielle du MOG I. Le taux d'indisponibilité prend en compte :

- les interruptions planifiées : entretiens, congestions ;
- les interruptions non-planifiées causées par des défaillances internes (c'est à dire dont l'origine se trouve dans le réseau lui-même - *onshore* ou *offshore* - ou son exploitation) : par exemple défaut d'une protection, défaut interne d'un câble, coupures nécessaires au raccordement d'un nouveau parc etc.

Sont exclues du calcul du taux d'indisponibilité :

- les interruptions causées par des situations qui relèvent de la force majeure dans le sens où l'entend la jurisprudence des cours et tribunaux belges (par exemple une collision d'un bateau avec la plateforme, un défaut sur le câble dû à un ancrage, une grève, des conditions météo exceptionnelles etc.) ;
- les interruptions causées par l'indisponibilité avérée de moyens de transport (tels que les bateaux et les hélicoptères) en raison de conditions météorologiques exceptionnelles empêchant toute intervention par Elia à condition que l'indisponibilité du moyen de transport ait été attestée par un organisme indépendant ;

---

<sup>11</sup> En cas de modification ponctuelle, exprimée en kilomètre de liaison (lignes et câbles), d'au moins 1,00% du périmètre du réseau d'Elia et qui ne serait pas prises en compte dans le calcul de la valeur AIT de référence (en l'occurrence la période 2015-2021), la valeur de référence AITref sera adaptée proportionnellement à ce pourcentage. La modification du périmètre du réseau doit concerner l'addition ou la soustraction de liaisons électriques et pas la modification de liaisons existantes (par exemple la mise en sous-terrain ou l'upgrade d'une ligne aérienne). L'adaptation de la valeur de référence de l'AIT est d'application l'année suivant l'entrée en vigueur opérationnelle de la modification du périmètre du réseau.

- les interruptions planifiées conformément aux procédures prévues par le gestionnaire du réseau et ce, pour les soixante premières heures cumulées à pleine charge d'indisponibilité survenant au cours d'une année calendrier.

#### 4.5.2.2. Calcul de l'incitant

Le montant annuel maximal est attribué au gestionnaire du réseau si la disponibilité est égale à 100 % sur base annuelle. Aucun montant n'est attribué au gestionnaire du réseau si la disponibilité moyenne est inférieure ou égale à 99 %. Pour les scores moyen intermédiaires, le montant de l'incitant est obtenu par interpolation linéaire.

\*\*\*

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

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Président ff. du Comité de direction

# ANNEXE 1

## Reporting des données concernant la qualité de l'alimentation

### Rapport mensuel

- Contenu : fichier Excel avec les données suivantes :
  - une ligne par client interrompu et par incident ;
  - colonnes :
    - Pour toutes les interruptions :
      - horodate du début de l'interruption ;
      - élément affecté principal (ligne, transfo...), comprenant son niveau de tension ;
      - client interrompu ;
      - type de client (GRD / client direct) ;
      - puissance interrompue ;
      - durée de l'interruption ;
      - *Energy Not Supplied* ;
      - *Average Interruption Time* (estimation car le *Yearly Average Power* n'est connu exactement qu'à la fin de l'année) ;
    - Pour les interruptions d'au moins 3 minutes :
      - responsabilité de l'interruption (Elia /risque intrinsèque/GRD-Client) ;
      - cause de l'interruption niveau 1 ;
      - cause de l'interruption niveau 2 ;
      - bref descriptif ;
  - Le fichier comprend toutes les données depuis le début de l'année.

### Rapport annuel

#### Indicateurs interruptions

- Une vue plus statistique est donnée par des tableaux à double entrée avec pour l'ensemble de l'année et pour toutes les interruptions :
  - par responsabilité / cause niveau 1 / cause niveau 2 (ligne) :
  - par type de client (colonne) :
    - *Energy Not Supplied* ;
    - *Average Interruption Time* (= *Energy Not Supplied* / *Yearly Average Power*);

- *Average Interruption Frequency* (= *Power Not Supplied / Yearly Average Power*);
- *Average Interruption Duration* (= *Average Interruption Time / Average Interruption Frequency*);
- *Momentary Average Interruption Frequency Index* (= *Power Not Supplied for interruption shorter than 3 minutes / Yearly Average Power*).

### Incidents

- nombre total d'incidents (y compris ceux sans impact sur la clientèle)

### Indicateurs de Power Quality

Bien que la norme EN 50160 ne concerne que les niveaux de tensions jusqu'au 150 kV inclus, les indicateurs *Power Quality* proposés ci-après couvrent également les niveaux de tension supérieurs exploités par Elia, afin d'avoir une vue complète du réseau.

Selon la EN 50160, il faut calculer le percentile 95 % des valeurs RMS 10 minutes pour chaque semaine, par point de mesure :

- ceci donne 52 valeurs par an par point de mesure ;
- l'indicateur site correspond à la valeur maximum sur l'année de ces P95 hebdomadaires ;
- l'indicateur système correspond au percentile 95 de l'ensemble des indicateurs sites.

L'indicateur système donne ainsi le niveau de qualité qui, sur une base hebdomadaire, n'est pas dépassé dans 95 % des sites.

Deux indicateurs système seront transmis annuellement, représentant le réseau Elia 30 kV – 380 kV :

- 4) le flicker (Plt) ;
- 5) la distorsion harmonique totale (THD) :

Concernant les creux de tension, aucun indicateur précis n'est défini dans la norme EN 50160. Seule est proposée une méthode de classification des creux de tension.

- Pour chaque point de mesure, le tableau suivant est établi. Il recense le nombre de creux équivalents mesurés sur l'année (conformément à la norme EN 50160, cela signifie qu'un creux affectant plusieurs phases est caractérisé par une seule durée (la plus longue) et une seule tension résiduelle (la plus faible)) :

**Table 8 — Classification of dips according to residual voltage and duration**

Residual voltage <i>u</i> %	Duration <i>t</i> ms				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1\,000$	$1\,000 < t \leq 5\,000$	$5\,000 < t \leq 60\,000$
$90 > u \geq 80$	CELL A1	CELL A2	CELL A3	CELL A4	CELL A5
$80 > u \geq 70$	CELL B1	CELL B2	CELL B3	CELL B4	CELL B5
$70 > u \geq 40$	CELL C1	CELL C2	CELL C3	CELL C4	CELL C5
$40 > u \geq 5$	CELL D1	CELL D2	CELL D3	CELL D4	CELL D5
$5 > u$	CELL X1	CELL X2	CELL X3	CELL X4	CELL X5

- Un tableau système est ensuite construit en prenant le percentile 95 pour chacune des cases de ce tableau. Ce tableau complet est donc transmis.



Le nombre de points de mesures par niveau de tension est également transmis.

#### Temps de réparation/de remplacement

Ce volet vise à informer la CREG sur les durées de réparation ou de remplacement qui font suite à des défaillances (y compris celles qui ne provoquent pas d'interruptions). La liste des éléments réseaux dont la durée de réparation ou de remplacement est de plus de 10 jours est transmise avec les informations suivantes :

- date et heure de la défaillance ;
- élément défaillant ;
- durée de réparation / de remplacement ;
- bref descriptif.

#### Indicateurs interruptions planifiées

Liste des clients interrompus suite à des interruptions planifiées. Ces interruptions sont toujours négociées avec le client et, hors mesures curatives, planifiées longtemps à l'avance.

- date et heure du début de l'interruption ;
- type d'alimentation (unique / redondante) ;
- durée de l'interruption ;
- date d'accord du client.

#### Plaintes et demandes d'information des clients

Ce *reporting* indique le nombre de dossiers enregistrés chaque année en les distinguant suivant les critères suivants :

- type de dossier : plainte / demande d'information ;
- réseau fédéral / réseau régional ;
- nature du constat :
  - creux de tension ;
  - transitoires/surtension ;
  - variations de tension ;
  - flicker ;
  - déséquilibre de tension ;
  - harmoniques et interharmoniques ;
  - indéfinie ;
  - divers.

### Délai de réalisation des études et des raccordements

Ce *reporting* indique pour chacune des réalisations terminées pendant l'année les éléments suivants :

- nature (étude d'orientation, étude de détail, raccordement) ;
- demandeur ;
- description du point de raccordement ;
- date de la commande ;
- date de fin de réalisation.

Pour les études et les raccordements qui auront fait l'objet d'une plainte relative au délai de réalisation, il est indiqué :

- le retard faisant l'objet de la plainte ;
- les circonstances qui expliquent ce retard.

### Paramètres de réseau (fin d'année)

- longueur totale en km des lignes aériennes par niveau de tension ;
- longueur totale géographique en km des lignes aériennes par niveau de tension ;
- longueur totale en km des câbles souterrains par niveau de tension ;
- nombre de points d'accès de clients directement raccordés par niveau de tension ;
- nombre de points d'interconnexion avec des réseaux de distribution par niveau de tension.

## ANNEXE 2

### Motivation du choix de la RAM sur le CNEC actif comme indicateur

Figure 10: Plus la RAM sur le CNEC actif est élevée, plus les échanges moyens dans la région Core sont élevés. Données post Core *go-live*, juin 2022 – novembre 2022.

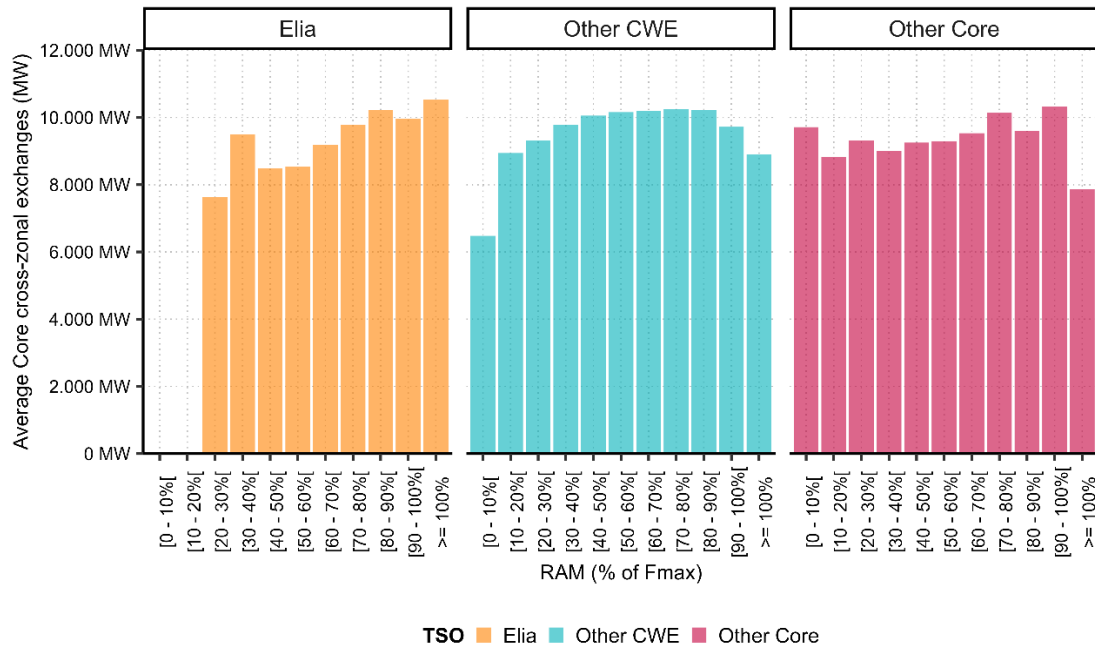


Figure 11: Plus la RAM sur le CNEC actif est élevée, plus le coût d'opportunité est faible. Données post Core *go-live*, juin 2022 – novembre 2022.

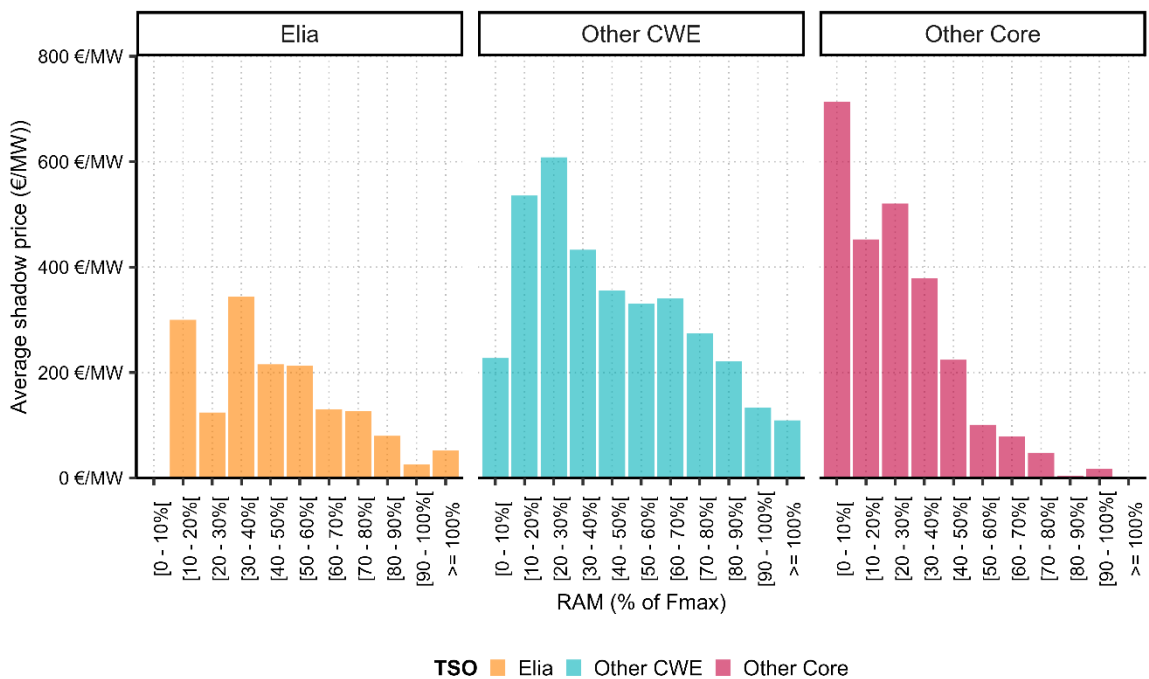


Figure 12: Pour les premiers mois après le go-live du Core DA FBMC, la corrélation entre la RAM et l'écart de prix moyen dans la région Core est faible. Données post Core go-live, juin 2022 – novembre 2022.



Figure 13: Elia a un grand nombre de CNEC actifs en cas de valeurs RAM plus élevées parce que les CNEC belges ont un PTDF relativement important dans la configuration actuelle de la zone de dépôt des offres. La congestion sur les CNEC belges se produit généralement lorsque la Belgique importe beaucoup. Il est donc important de maintenir la barre pour les CNEC belges (RAM<sub>0</sub> et RAM\* plus élevées) et de donner plus de poids dans l'incitant aux CNEC actifs dans la zone Elia. Données post Core go-live, juin 2022 – novembre 2022.

