

# Décision

(B)658E/45  
29 juin 2017

Décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia System Operator en 2018 dans le cadre de l'incitant laissé à la discrétion de la CREG visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire

Article 27 de l'Arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 de la CREG du 18 décembre 2014 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport ainsi que l'accord du 25 juin 2015 entre la CREG et la SA Elia System Operator sur les modalités de la régulation incitative applicable à la SA Elia System Operator pour la période 2016-2019

Non confidentiel

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. CADRE LEGAL.....	3
2. ANTECEDENTS .....	4
3. CONSULTATION .....	4
3.1. Résumé des réponses reçues .....	4
3.1.1. Remarques générales.....	4
3.1.2. Remarques spécifiques à un incitant particulier .....	6
3.2. Evaluation des reponses reçues .....	9
3.2.1. Remarques générales.....	9
3.2.2. Remarques spécifiques à un incitant particulier .....	11
3.2.3. Pre-liste indicative d'objectifs à atteindre pour 2019 et les exercices ultérieurs.....	13
4. DECISION .....	14
4.1. Incitant 2018.....	14
4.1.1. Service de réglage de la tension et de la puissance réactive .....	14
4.1.2. Black start.....	15
4.1.3. Ouverture de la R2 à l'ensemble des ressources .....	15
4.1.4. Délestage sélectif .....	16
4.1.5. Scarcity pricing .....	16
4.1.6. Achat dynamique des réserves mFRR .....	17
4.1.7. Achat scindé des réserves FCR et aFRR .....	17
4.2. Pré-liste indicative d'objectifs à atteindre pour 2019 et les exercices ultérieurs.....	18

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) fixe ci-après les objectifs à atteindre par la SA Elia System Operator (ci-après : Elia) en 2018 dans le cadre de l'incitant laissé à la discrétion de la CREG visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

Outre l'introduction, cette décision s'articule autour de quatre chapitres. Le premier chapitre comporte la description du cadre juridique dans lequel intervient la présente décision. Le deuxième chapitre expose les antécédents alors que le troisième chapitre aborde la consultation réalisée. Le quatrième chapitre reprend la décision de la CREG concernant les objectifs à atteindre par Elia en 2018 dans le cadre de l'incitant laissé à la discrétion de la CREG visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 29 juin 2017.

## 1. CADRE LEGAL

L'article 27 de l'Arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 de la CREG du 18 décembre 2014 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport (ci-après : « la méthodologie tarifaire ») dispose ce qui suit :

*« Une enveloppe de 2.000.000,00 EUR par an est dévolue à l'octroi d'incitants laissés à la discrétion de la CREG. Celle-ci pourrait partiellement servir à développer un incitant destiné à favoriser l'adéquation entre l'offre et la demande. Son attribution pourrait être liée à la performance de l'activation de la réserve stratégique. Pour ces incitants, le gestionnaire de réseau prévoit ex ante dans sa proposition tarifaire, pour chaque année de la période régulatoire 2016-2019, un montant de 1.000.000,00 EUR en tant qu'élément de son revenu total ».*

L'article 23 de la méthodologie tarifaire précise notamment que :

*« [...] Sans préjudice des dispositions de l'Art 24 à l'Art 28, la CREG définit d'un commun accord avec le gestionnaire de réseau les rubriques et/ou les projets sur lesquels porte cette régulation incitative. Les modalités finales de détermination des incitants, notamment leur durée, mode de calcul, modes de contrôle, etc., sont fixées dans ce même accord. Cet accord est conclu entre la CREG et le gestionnaire de réseau avant l'introduction de la proposition tarifaire et est publié sur le site web de la CREG. Le cas échéant, la suite qu'y donne la CREG est reprise dans la décision tarifaire publiée. »*

En application de l'article 23 de la méthodologie tarifaire, la CREG a conclu avec Elia, le 25 juin 2015, un « accord sur les modalités de la régulation incitative applicable à ELIA pour la période 2016-2019 »<sup>1</sup>. Concernant l'incitant discrétionnaire précité, cet accord précise notamment que :

*« Au plus tard le 30 juin de chaque année, la CREG fixe, après consultation d'ELIA, les objectifs à atteindre pour l'année suivante dans le cadre de l'incitant (...). Elle indique également les montants associés et l'objectif de date de réalisation. Le montant associé à chaque objectif est attribué à ELIA si l'objectif est atteint à la date (ou aux dates) indiquée(s). Si à la date indiquée, l'objectif n'est pas atteint, ELIA ne perçoit pas l'incitant. De façon à augmenter la prévisibilité pour ELIA et à permettre la prise en compte de projets dont le délai de réalisation serait supérieur à un an, une pré-liste d'objectifs à atteindre pour les*

---

<sup>1</sup> <http://www.creg.info/pdf/Divers/Accord-Modalit%C3%A9sR%C3%A9gulationIncitativeFR.pdf>

années Y+n peut être communiquée à ELIA par la CREG et adaptée au fur et à mesure du temps ».

## 2. ANTECEDENTS

Dans sa décision 658E/38 du 30 juin 2016, la CREG avait annoncé la pré-liste indicative d'objectifs à atteindre pour 2018 et les exercices ultérieurs qui suit :

- i. étude du passage à une fréquence quotidienne pour certaines enchères de réserves contractualisées (R1, R2, R3) ;
- ii. étude du « *scarcity pricing* » ;
- iii. étude des réserves de puissance réactive dans les réseaux de distribution et auprès des consommateurs ;
- iv. étude d'un nouveau modèle de marché pour le *black start* sur la base des expériences dans les autres pays européens et étude de la possibilité de contracter des unités de production intermittentes (notamment éoliennes).

Les éléments repris dans la décision ont été abordés avec Elia lors d'une réunion de travail organisée le 28 avril 2017.

## 3. CONSULTATION

Le comité de direction de la CREG a organisé durant une période de trois semaines sur le site Internet de la CREG une consultation publique sur un projet de décision.

Cinq réponses ont été réceptionnées par la CREG : ELIA, FEBELIEC, FEBEG, SYNERGRID (au nom des gestionnaires de réseau de distribution) et IVM.

A travers les paragraphes qui suivent, la CREG résume d'abord les réponses reçues et réagit ensuite à celles-ci lorsque la CREG ne partage pas les opinions exprimées.

### 3.1. RÉSUMÉ DES RÉPONSES REÇUES

#### 3.1.1. Remarques générales

Les répondants ont formulé une série de remarques générales qui peuvent être résumées comme suit.

Un répondant (IVM) demande si une analyse coûts-bénéfices a été réalisée avant de décider de l'instauration d'un incitant de 2.000.000,00 EUR/an dont les objectifs sont laissés à la discrétion de la CREG. Le même répondant demande également comment ce montant a été ventilé entre les différents objectifs. Un autre répondant (FEBEG) estime que les objectifs proposés par la CREG devraient être mieux motivés par la CREG au moyen d'une explication du problème à solutionner et des coûts/bénéfices liés à chaque mesure.

Un répondant (FEBEG) estime que les objectifs devraient en premier lieu viser un meilleur fonctionnement du marché – et pas une réduction des coûts du gestionnaire de réseau -.

Un répondant (FEBELIEC) regrette le fait que les objectifs portent principalement sur la réalisation d'études par Elia et très peu sur l'implémentation de solutions par Elia.

Un répondant (SYNERGRID) estime que l'approche suivie par la CREG ne prend pas suffisamment en compte l'impact de ces objectifs sur les coûts, l'organisation et les choix industriels stratégiques des GRDs. Ce répondant demande à ce que, avant publication des objectifs à atteindre par Elia, la CREG organise chaque année une concertation préalable avec les GRDs et les régulateurs régionaux sur les objectifs à atteindre par Elia qui concernent la distribution. Ce répondant demande également à la CREG de préciser comment les GRDs pourront disposer des ressources nécessaires à la réalisation de ces études qu'ils n'avaient initialement pas prévues.

Un répondant (FEBEG) estime que certaines études devraient être confiées à des bureaux d'étude externes car Elia est en position de conflits d'intérêts.

Un répondant (ELIA) propose de publier sur son site internet chaque étude communiquée à la CREG.

Un répondant (ELIA) présente des critères auxquels les objectifs devraient satisfaire :

- i. l'atteinte des objectifs ne devrait pas être fonction de la réalisation d'actions par des tiers comme par exemple la communication d'une étude préparatoire par la CREG, l'approbation d'une étude d'Elia par la CREG etc.;
- ii. les objectifs devraient être formulés clairement ;
- iii. le nombre d'objectifs devrait être limité tant pour conserver un caractère incitatif que pour permettre la réalisation dans les délais d'autres projets qui ne font pas l'objet d'un incitant.

Un répondant (SYNERGRID) estime qu'il est prématuré de lister, même de manière indicative, des objectifs à atteindre en 2019 et au-delà qui sont basés sur des résultats d'études encore à réaliser. Un répondant (ELIA) mentionne qu'il est nécessaire de pouvoir adapter la pré-liste indicative d'objectifs à atteindre en 2019 et au-delà en fonction des résultats des études qui seront réalisées en 2018 ainsi que des adaptations du règlement technique fédéral.

Deux répondants (FEBELIEC et FEBEG) proposent une série d'alternatives aux objectifs proposés par la CREG. Ces propositions concernent :

- i. La mise en place d'un *bid ladder* pour la réserve stratégique (FEBELIEC) ;
- ii. La mise en place d'une enquête de satisfaction pour tous les clients d'Elia (FEBELIEC) ;
- iii. L'amélioration de la disponibilité de capacité de transport ainsi que de la transparence du calcul des capacités de transport disponibles dans le but de par exemple augmenter le domaine *flow-based* minimum (FEBELIEC et FEBEG) ;
- iv. Une étude des volumes de réserve à acquérir par Elia dans un futur proche (FEBELIEC).
- v. Le développement de produits quart-horaires sur les marchés *day-ahead* et *intraday* afin que ceux-ci soient davantage cohérents avec ceux du *balancing* (FEBEG) ;
- vi. La publication de la position d'équilibre des BRPs en quasi temps réel (FEBEG) ;
- vii. La suppression des tarifs d'injection (FEBEG);
- viii. La suppression de la compensation en nature par les BRPS des pertes sur le réseau de transport fédéral (FEBEG);
- ix. L'amélioration de la transparence en ce qui concerne la gestion des congestions et un plus grand recours au *redispatching* (FEBEG).

### **3.1.2. Remarques spécifiques à un incitant particulier**

#### **3.1.2.1. Service de réglage de la tension et de la puissance réactive**

Un répondant (FEBEG) estime que cet incitant n'est pas nécessaire car l'incitant à la maîtrise des coûts incite déjà suffisamment Elia à maîtriser ses coûts.

Un répondant (ELIA) propose de prendre en considération des critères qualitatifs en plus de la minimisation du coût global.

Un répondant (FEBELIEC) salue le fait qu'il soit explicitement prévu qu'Elia doive aborder dans son étude la participation de nouveaux types d'acteurs tels que les consommateurs.

Un répondant (SYNERGRID) mentionne que, même lorsqu'elles sont d'ampleur limitée, des modulations locales de l'énergie réactive par un utilisateurs du réseau de distribution peuvent entraîner des variations de tension importantes sur le réseau de distribution. De facto, ce répondant estime que la livraison par des utilisateurs du réseau de distribution à Elia du service de réglage de la tension et de la puissance réactive ne pourra donc pas être conçue selon le modèle en vigueur pour la flexibilité. Un autre répondant (ELIA) mentionne que la participation d'acteurs raccordés en distribution nécessite l'implication des gestionnaires de réseau dans cette étude.

Un répondant (FEBEG) estime que ce service de réglage de la tension et de la puissance réactive doit toujours être rémunéré.

#### **3.1.2.2. Black start**

Un répondant (FEBEG) estime que cet incitant n'est pas nécessaire car l'incitant à la maîtrise des coûts incite déjà suffisamment Elia à maîtriser ses coûts.

Un répondant (SYNERGRID) demande de confirmer que seules les unités raccordées au réseau d'Elia sont susceptibles d'offrir le service de *black start*.

Un répondant (ELIA) demande de préciser si les « besoins techniques » concernent bien la détermination du volume (ou du nombre d'unités).

Un répondant (FEBEG) estime que ce service de *black start* doit toujours être rémunéré.

#### **3.1.2.3. Ouverture de la R2 à l'ensemble des ressources**

Un répondant (FEBEG) estime que cet incitant n'est pas nécessaire car l'ouverture de la R2 à l'ensemble des ressources est une évolution logique.

Un répondant (FEBELIEC) estime qu'il n'est pas nécessaire de prévoir un incitant en 2018 lié à la rédaction d'une note conceptuelle sur l'ouverture de la R2 à l'ensemble des ressources pour deux raisons. Premièrement, une telle note conceptuelle devrait déjà être rédigée par Elia dans le cadre d'un incitant 2017. Deuxièmement, l'incitant à la maîtrise des coûts influençables incite déjà Elia à implémenter dans les meilleurs délais l'ouverture de la R2 à l'ensemble des ressources.

Un répondant (SYNERGRID) estime qu'il est prématuré d'instaurer un tel incitant car les conclusions du projet pilote « R2 non-CIPU » ne sont pas encore connues.

Un répondant (SYNERGRID) estime que la participation des utilisateurs du réseau de distribution à la R2 nécessite qu'Elia et les GRDs s'accordent sur les aspects techniques, contractuels et sur leurs rôles respectifs en matière de gestion, de traitement et de communications des données concernées, y

compris pour les processus liés au transfert d'énergie. Une consultation des régulateurs régionaux sera également nécessaire.

Un répondant (ELIA) propose de reporter la date de réalisation de la note conceptuelle du 30 septembre 2018 au 31 octobre 2018, afin d'éviter une consultation durant la période de vacances.

Un répondant (ELIA) propose la reformulation d'une phrase afin de dissiper tout doute sur l'objectif poursuivi.

#### 3.1.2.4. Délestage sélectif

Un répondant (FEBEG) exprime certains doutes quant à la nécessité d'implémenter le délestage sélectif qui constituerait un risque additionnel supporté par les acteurs de marché. Dans l'attente des résultats d'une étude de faisabilité et d'une analyse coûts bénéfiques du délestage sélectif, ce répondant estime que la mise en œuvre d'une roadmap pour son implémentation est prématurée.

Deux répondants (SYNERGRID et ELIA) estiment qu'il est prématuré d'instaurer un tel incitant pour deux raisons. Premièrement, le projet de note conceptuelle de la CREG n'a pas encore été publié et soumis à consultation publique. Deuxièmement, les résultats de l'étude visant à évaluer la faisabilité d'un calcul en temps réel de la position de déséquilibre de chaque BRP ne sont pas encore connus.

Bien qu'étant en faveur du passage d'un délestage zonal à un délestage sélectif, un répondant (FEBELIEC) est d'avis que ce passage n'est pas envisageable dès 2019 pour deux raisons. Premièrement, les compteurs intelligents ne seront pas encore généralisés chez les clients résidentiels qui sont les clients qui contribuent le plus aux pointes hivernales. Deuxièmement, la demande doit en priorité participer sur le marché et la mise en place d'un mécanisme additionnel pourrait nuire à la liquidité de ce marché. Bien que la participation « sur une base volontaire » soit toutefois jugée intéressante, le répondant propose soit de supprimer cet incitant, soit de le reformuler afin de tenir compte du déploiement des compteurs intelligents et de l'évolution de la participation de la demande au marché.

Un répondant (ELIA) estime que la mise en place du délestage sélectif nécessite au préalable une modification du cadre légal. Par ailleurs, la participation d'acteurs raccordés en distribution nécessite l'implication des gestionnaires de réseau. De facto, l'élaboration d'un roadmap pour l'implémentation du délestage sélectif est prématuré.

#### 3.1.2.5. Scarcity pricing

Un répondant (FEBELIEC) n'est pas d'accord avec cet incitant pour deux raisons. Premièrement, cet incitant est basé sur les conclusions d'études encore à réaliser qui pourraient conclure que le *scarcity pricing* n'est pas une solution optimale pour la CREG. Deuxièmement, les conclusions de la discussion entre la CREG et Elia qui devait avoir lieu en mai ne sont pas connues des répondants à la consultation.

Un répondant (ELIA) n'est pas d'accord avec cet incitant pour plusieurs raisons. Premièrement, et même après la réunion ayant pris place entre la CREG et Elia le 18 mai 2017, l'objectif à atteindre par Elia reste insuffisamment précis et dépend largement des résultats d'études qui seront connus tardivement par Elia (cf. mi-2018). Deuxièmement, le mécanisme de *scarcity pricing* n'a pas encore été implémenté en Europe, n'est pas rendu obligatoire par la *Guideline on Electricity Balancing* et son implémentation pourrait aller à contre-sens de la volonté d'harmonisation au niveau européen. Troisièmement, Elia estime ne pas avoir les ressources nécessaires pour réfléchir à ce mécanisme.

Un répondant (FEBEG) exprime certains doutes quant à la nécessité d'implémenter en Belgique le *scarcity pricing* qui constituerait un risque additionnel supporté par les acteurs de marché. Ce répondant estime qu'il serait préférable de d'abord discuter ce sujet au niveau européen.

Un répondant (SYNERGRID) précise que ce mécanisme ne peut pas avoir d'impact sur les éventuelles compensations dues par le GRD dans le cadre de la flexibilité technique.

#### 3.1.2.6. Achat dynamique des réserves mFRR

Deux répondants (FEBELIEC et ELIA) font remarquer une discordance entre la version française et la version néerlandaise du projet de décision : la version française fait référence à un achat journalier des réserves alors que la version néerlandaise fait référence à un achat annuel des réserves.

Deux répondants (FEBELIEC et FEBEG) sont d'avis que cet incitant n'est pas nécessaire car l'incitant à la maîtrise des coûts influençables incite déjà Elia à étudier le passage à un achat journalier des réserves.

Un répondant (FEBEG) exprime certains doutes quant à la nécessité de cet objectif. Dans l'attente des résultats d'une étude de faisabilité et d'une analyse coûts bénéfiques, ce répondant estime que la mise en œuvre d'un planning d'implémentation est prématuré.

Un répondant (SYNERGRID) demande à ce qu'Elia se concertent avec les GRD pendant la réalisation de l'étude de manière à évaluer l'impact de ces enchères journalières sur les GRDs.

Un répondant (ELIA) propose de reporter la date de remise de l'étude du 30 septembre 2018 au 31 octobre 2018, afin d'éviter une consultation durant la période de vacances.

#### 3.1.2.7. Achat scindé des réserves FCR et aFRR

Un répondant (FEBEG) exprime certains doutes quant à la nécessité de cet objectif. Dans l'attente des résultats d'une étude de faisabilité et d'une analyse coûts bénéfiques, ce répondant estime que la mise en œuvre d'un planning d'implémentation est prématuré.

Un répondant (FEBEG) estime que cet incitant n'est pas nécessaire car l'incitant à la maîtrise des coûts incite déjà suffisamment Elia à maîtriser ses coûts.

Un répondant (ELIA) propose d'avancer la date de remise de l'étude du 31 octobre 2018 au 31 juillet 2018, afin d'éviter une consultation durant la période de vacances et d'éviter la tenue de plusieurs consultations sur des sujets différents au même moment.

#### 3.1.2.8. PRE-LISTE INDICATIVE D'OBJECTIFS A ATTEINDRE POUR 2019 ET LES EXERCICES ULTERIEURS

Un répondant (ELIA) propose que la CREG clarifie ce sur quoi porte la préparation de la mise en place de la 3ème étape de la roadmap pour la mFRR (Step 3 MT model) présentée par Elia à la *TF Balancing* du *Users' Group* du 17 mars 2016.

Un répondant (FEBELIEC) est d'avis qu'il n'est pas nécessaire de prévoir un incitant à la préparation de la mise en place de la 3ème étape de la roadmap pour la mFRR (Step 3 MT model) présentée par Elia à la *TF Balancing* du *Users' Group* du 17 mars 2016 car l'incitant à la maîtrise des coûts influençables incite déjà Elia à l'implémenter.

Vu les éléments précédemment invoqués, un répondant (ELIA) n'est pas d'accord avec la mise en œuvre opérationnelle du délestage sélectif.



## 3.2. EVALUATION DES REPONSES REÇUES

### 3.2.1. Remarques générales

La CREG rappelle que la consultation publique portait sur une proposition d'objectifs à atteindre par Elia pour l'année 2018. Cette consultation publique ne portait pas sur l'opportunité de maintenir une enveloppe de 2.000.000,00 EUR par an dévolue à l'octroi d'incitants laissés à la discrétion de la CREG. Cette enveloppe de 2.000.000,00 EUR par an est en effet prévue à l'article 27 de la méthodologie tarifaire qui a fait l'objet d'une consultation publique en septembre 2014.

Les montants alloués à chaque objectif ne sont pas identiques et dépendent fortement des efforts qu'Elia devrait entreprendre pour atteindre cet objectif. Ainsi, la CREG veille à ce qu'un montant suffisamment incitatif soit prévu pour chacun des objectifs retenus eu égard aux efforts qu'ELIA devra entreprendre pour les atteindre.

Une motivation de la nécessité d'atteindre les objectifs proposés par la CREG sera donnée aux paragraphes suivants.

De manière générale, la CREG constate que, lorsqu'un marché existe, une amélioration de son fonctionnement permet d'obtenir – toutes autres choses restant égales par ailleurs - une réduction des coûts du gestionnaire du réseau. Ceci a été observé à de multiples reprises au cours des dernières années en ce qui concerne les réserves contractées par Elia. Il convient toutefois de noter que cela ne sera pas nécessairement le cas pour les services de réglage de la tension (MVAR) et de *black start* pour lesquels les évolutions en termes de besoins et de ressources pour les satisfaire pourraient mener, afin de maintenir une qualité suffisante du service rendu, à une augmentation des coûts.

La CREG souligne que l'implémentation de certaines solutions nécessite une approche en plusieurs phases qui s'étale parfois sur plusieurs années et dont la première phase consiste en la réalisation d'une étude et, ensuite, l'implémentation des solutions retenues.

Tout en partant de l'hypothèse que les concertations entre Elia et les GRDs se déroulent dans des délais raisonnables, la CREG encourage Elia à se concerter avec les gestionnaires de réseau de distribution dès que des objectifs concernent des utilisateurs du réseau de distribution. Ceci était déjà reflété dans le projet de décision. Cet encouragement ne peut nullement être interprété comme l'attribution par la CREG de nouvelles missions aux GRDs. De plus, concernant la couverture des coûts des gestionnaires de distribution, la CREG n'est plus compétente en la matière depuis la dernière réforme de l'Etat. La CREG est toutefois d'avis que les concertations entre Elia les gestionnaires de distribution qu'impliquent la présente décision rentrent parfaitement dans le cadre de la facilitation du marché et peuvent également être assimilées à la préparation et à la participation aux *task forces balancing* d'Elia. Ce faisant, elles ne devraient pas entraîner une augmentation significative de la charge de travail pour les gestionnaires de réseau de distribution.

Elia dispose d'une bonne connaissance des spécificités du fonctionnement du marché belge et d'un accès à de nombreuses données qui ne sont pas librement accessibles. Considérant également que cela contribue à l'appropriation des conclusions de l'étude par Elia, la CREG pense que la réalisation d'études par Elia est hautement souhaitable lorsque les conflits d'intérêt dans le chef d'Elia sont non avérés ou limités. La CREG souligne que la nécessité de réaliser une consultation publique préalablement à l'envoi à la CREG d'une étude et la nécessité d'avoir une validation des conclusions de cette étude par la CREG pour obtenir les incitants discutés permettent de limiter le risque que certaines conclusions soient partiales. Comme proposé par Elia même, la publication systématique des études concernées sur son site internet contribue également à limiter le risque que certaines conclusions soient partiales. Enfin, la CREG rappelle que lorsqu'un conflit d'intérêt dans le chef d'Elia

est jugé suffisamment problématique, la CREG n'hésite pas à faire supporter par son budget propre la réalisation d'études par des bureaux d'étude extérieurs.

La CREG est également d'avis qu'Elia ne peut pas être sanctionné si un objectif n'a pas pu être totalement atteint en raison du comportement d'un tiers. En ce qui concerne les consultations et concertations prévues dans la présente décision, la CREG est d'avis qu'Elia doit produire ses meilleurs efforts afin que les acteurs concernés aient la possibilité d'y participer. Ceci implique notamment d'assurer une correcte publicité de la consultation/concertation vis-à-vis des acteurs concernés et de laisser un délai raisonnable aux acteurs concernés pour y participer. Bien entendu, si malgré les meilleurs efforts d'Elia, il apparaît qu'un acteur concerné donné a délibérément refusé de participer à la consultation/concertation, alors cet élément sera certainement pris en considération par la CREG dans sa décision qui fixera ex-post la hauteur du montant de l'incitant auquel Elia aura droit. Un tel raisonnement est également applicable s'il apparaissait que la CREG n'a pas publié/communiqué dans les délais fixés dans la présente décision une note conceptuelle ou étude nécessaire à Elia pour atteindre les objectifs fixés dans la présente décision.

La CREG partage bien entendu le souci de reprendre dans la présente décision des objectifs les plus clairs possibles.

Concernant le nombre d'objectifs à atteindre, la CREG rappelle que les montants alloués à chaque objectif ne sont pas identiques et dépendent fortement des efforts qu'ELIA devrait entreprendre pour atteindre cet objectif. Considérant que la CREG veille à ce qu'un montant suffisamment incitatif soit prévu pour chacun des objectifs retenus eu égard aux efforts qu'ELIA devra entreprendre pour les atteindre, il n'est pas nécessaire de limiter le nombre d'objectifs à atteindre.

La CREG rappelle que la pré-liste indicative d'objectifs à atteindre pour 2019 et les exercices ultérieurs est tout à fait indicative : ces objectifs devront être confirmés et précisés dans la décision que la CREG prendra au plus tard le 30 juin 2018. Ainsi, les objectifs repris dans la pré-liste indicative de la présente décision sont susceptibles d'être modifiés/supprimés/complétés par d'autres en fonction notamment des premiers résultats des études qui seront connus au cours du premier semestre de l'année 2018 et de l'adaptation du règlement technique fédéral.

Concernant les objectifs alternatifs proposés par deux répondants, la CREG propose de reprendre dans la pré-liste indicative l'objectif proposé relatif à l'amélioration de la transparence en ce qui concerne les congestions. La CREG ne reprendra pas dans la présente décision les autres alternatives proposées et ce pour les raisons suivantes :

- i. Un objectif proposé (cf. amélioration de la disponibilité de la capacité de transport dans le cadre du *flow based market coupling*) fait déjà l'objet de l'incitant visé à l'article 24 de la méthodologie tarifaire ;
- ii. Un objectif proposé est déjà repris dans la décision 658<sup>E</sup>38 prise par la CREG le 30 juin 2016. Ainsi, pour le 31 décembre 2017 au plus tard, Elia doit déjà (i) étudier des options possibles pour le calcul du déséquilibre par ARP en quasi temps-réel, (ii) proposer à la CREG un projet de calcul du volume de déséquilibre de chaque ARP et de sa communication en quasi temps réel à l'ARP concerné et (iii) proposer à la CREG un calendrier de mise en œuvre du projet ;
- iii. Un objectif proposé est déjà en cours de réalisation par Elia (cf. étude des volumes de réserve à acquérir par Elia dans un futur proche) ;
- iv. Sans se prononcer sur leur pertinence, la CREG constate que plusieurs objectifs proposés nécessitent au préalable une modification du cadre réglementaire qui dépasse largement la marge de manœuvre d'Elia (cf. suppression des tarifs d'injection, suppression de la compensation en nature par les BRPs des pertes sur le réseau de transport fédéral) ;

- v. Un objectif proposé ne dépend aucunement d'Elia car la décision revient aux bourses d'électricité (cf. développement de produits quart-horaires sur les marchés *day-ahead* et *intraday* afin que ceux-ci soient davantage cohérents avec ceux du *balancing*) ;
- vi. Un objectif proposé (cf. enquête de satisfaction élargie à l'ensemble des clients directs d'Elia) paraît très pertinent aux yeux de la CREG mais pourrait plus utilement être introduit dans le cadre des adaptations à la méthodologie tarifaire qui entreront en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2020;
- vii. Un objectif proposé n'est pas pertinent pour la CREG (cf. mise en place d'un *bid ladder* pour la réserve stratégique).

### 3.2.2. Remarques spécifiques à un incitant particulier

#### 3.2.2.1. Service de réglage de la tension et de la puissance réactive

La CREG est d'avis que les incitants à la maîtrise des coûts gérables et influençables prévus dans la méthodologie tarifaire ne sont pas suffisants pour inciter Elia à réaliser cette étude car les coûts liés à l'activation du service de réglage de la tension et de la puissance réactive sont des coûts non-gérables et ne sont donc pas concernés par ces incitants. Depuis la réforme entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2016, la CREG souligne que ces coûts liés à l'activation du service de réglage de la tension et de la puissance réactive ont fortement augmenté et représentent désormais l'essentiel des coûts du réglage de la tension et de la puissance réactive.

Considérant les difficultés rencontrées pour estimer l'évolution des coûts du service de réglage de la tension et de la puissance réactive, la CREG accueille favorablement la prise en compte d'autres critères plus qualitatifs. Le texte du projet de décision est adapté dans ce sens.

La CREG rappelle que, par rapport au texte du projet de décision, les gestionnaires de réseau de distribution doivent dans le cadre de cette discussion être considérés comme des « acteurs principaux » et qu'en conséquent une concertation avec eux (et/ou leur fédération) doit être organisée par Elia.

Vu les expériences observées dans d'autres pays européens, la CREG confirme que tous les modes de contractualisation du service (procédure d'appel d'offres, obligation (rémunérée ou non), durée de contrat, structure de prix, etc.) devront être envisagés dans l'étude.

#### 3.2.2.2. Black start

La CREG est d'avis que les incitants à la maîtrise des coûts gérables et influençables prévus dans la méthodologie tarifaire ne sont pas suffisants pour inciter Elia à réaliser cette étude car l'entièreté des coûts liés au service de *black start* (cf. activation + réservation) sont des coûts non-gérables et ne sont donc pas concernés par ces incitants.

La CREG confirme que seules les unités raccordées au réseau d'Elia sont susceptibles d'offrir le service de Black Start et que les « besoins techniques » concernent bien la détermination du volume (ou du nombre d'unités) ainsi que sa dispersion géographique et électrique.

Vu les expériences observées dans d'autres pays européens, la CREG confirme que tous les modes de contractualisation du service (obligation (rémunérée ou non), procédure d'appel d'offres, durée de contrat, structure de prix, etc.) devront être envisagés dans l'étude.

### 3.2.2.3. Ouverture de la R2 à l'ensemble des ressources

La CREG rappelle que le projet pilote - actuellement en cours - a pour objectif d'identifier précisément les obstacles à la participation à la R2 de ressources autres que les CCGT. L'objectif du présent incitant est d'inciter Elia à lever dans les meilleurs délais les obstacles qui seront identifiés dans le cadre du projet pilote.

La CREG souligne qu'une concertation avec les GRDs était déjà prévue dans le projet de décision et que les régulateurs régionaux auront bien entendu la possibilité d'exprimer leur point de vue.

Pour éviter une consultation durant les périodes de vacances, la CREG marque son accord avec le report d'un mois de la date limite pour la réalisation de la note conceptuelle. La CREG marque également son accord avec la reformulation proposée, qui clarifie les intentions de la CREG sans pour autant modifier leur ambition.

### 3.2.2.4. Délestage sélectif

La CREG finalise actuellement une note conceptuelle visant à développer des règles de marché concernant le délestage sélectif qui responsabilisent les ARPs. C'est dans le cadre de la consultation que la CREG lancera à ce propos que les acteurs de marché auront la possibilité de formuler leurs remarques concernant le mécanisme de délestage sélectif.

Un aspect important du délestage sélectif est sa mise en place technique. Le présent incitant vise à demander à Elia d'investiguer cet aspect de la discussion en partant de l'hypothèse que, au moment du délestage, les points de fourniture devant être délestés (qui peuvent être raccordés à tous les niveaux de tension) ainsi que les conditions techniques auxquelles le délestage doit satisfaire sont connus.

Afin de donner suite à certaines remarques formulées, une série d'adaptations sont apportées au texte qui avait été soumis à consultation publique.

### 3.2.2.5. Scarcity pricing

La CREG tient à indiquer que la rémunération de la rareté fait partie des mesures envisagées par la Commission européenne dans son paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens » et dans le projet de Ligne Directrice relative au *balancing*. Plusieurs pays appliquent déjà, à des degrés divers, des formes de rémunération de la rareté. La CREG tient ici à rappeler l'importance qu'elle accorde à une application coordonnée au niveau européen de ce genre de mécanisme.

La CREG rappelle avoir déjà réalisé (et publié) une première étude démontrant le potentiel de ce mécanisme et envisage de faire appel à un consultant pour une seconde étude qui porterait sur l'analyse des différentes options et la proposition d'un design général pour une implémentation éventuelle de ce genre de mécanisme.

Toutefois, afin que les contraintes des mécanismes existants soient correctement prises en compte pour décider d'une implémentation éventuelle, l'implication d'Elia est indispensable selon la CREG.

La CREG propose de rencontrer les remarques formulées en faisant porter l'incitant sur une réalisation indispensable à l'évaluation du bien-fondé de la méthode proposée et à son implémentation éventuelle.

### 3.2.2.6. Achat dynamique des réserves mFRR

La CREG confirme la discordance entre la version française et la version néerlandaise du projet de décision qui est liée à une erreur de traduction. La version néerlandaise est corrigée pour tenir compte d'achats journaliers des réserves.

Considérant que l'impact sur les prix du passage d'enchères mensuelles à des enchères journalières n'est pas certain et que les coûts d'activation de la mFRR sont des coûts non-gérables, la CREG est d'avis que les incitants à la maîtrise des coûts gérables et influençables prévus dans la méthodologie tarifaire n'est pas suffisant pour inciter Elia à réaliser cette étude.

La CREG constate que des enchères journalières de mFRR sont actuellement organisées en Allemagne. Une convergence notamment au niveau de la fréquence des enchères favoriserait une augmentation de la concurrence et donc un meilleur fonctionnement de marché.

La CREG propose d'ajouter dans la décision qu'Elia devra étudier l'impact d'un passage à des enchères journalières sur les gestionnaire de réseau de distribution.

Pour éviter une consultation durant les périodes de vacances, la CREG marque son accord avec le report d'un mois de la date limite pour la réalisation de la note conceptuelle.

### 3.2.2.7. Achat scindé des réserves FCR et aFRR

Historiquement, dans un contexte où la presque totalité de ces réserves était fournie par des unités de production CCGT, l'achat couplé des réserves FCR et aFRR était motivé par le souci d'éviter une double répercussion des coûts de *must run* que ces unités de production CCGT supportent lorsqu'ils fournissent le service.

Actuellement, et bien que les unités de productions CCGT sont toujours susceptibles de fournir tant les réserves FCR que aFRR, la CREG constate que les composantes asymétriques de la FCR sont de plus en plus fournies par des ressources autres que les unités de production CCGT (cf. demande, centrale nucléaire, ressource située à l'étranger).

Dans le futur, et en fonction des résultats du projet pilote R2 non-CIPU qu'Elia mène actuellement, la CREG anticipe que des ressources autres que les centrales CCGT pourront fournir l'aFRR.

De facto, la CREG est d'avis que l'étude des conséquences sur les processus et sur les prix d'un achat scindé des réserves FCR et aFRR mérite d'être réalisée.

Par ailleurs, il ressort de ce qui précède qu'une certaine incertitude existe sur l'impact qu'un achat scindé des réserves FCR et aFRR aura sur les prix de réservation des réserves : d'une part cela pourrait entraîner une augmentation des prix offerts par les centrales CCGT, d'autre part cela pourrait entraîner l'apparition de nouveaux fournisseurs et une adaptation du timing des enchères locales qui diminueraient le coût supporté par Elia. De facto, la CREG est d'avis que les incitants à la maîtrise des coûts influençables prévus dans la méthodologie tarifaire ne sont pas suffisants pour inciter Elia à réaliser cette étude.

### **3.2.3. Pre-liste indicative d'objectifs à atteindre pour 2019 et les exercices ultérieurs**

Vu les réponses reçues, la CREG a décidé de supprimer l'objectif indicatif relatif à la préparation de la mise en place de la 3ème étape de la roadmap pour la mFRR (Step 3 MT model) présentée par Elia à la

TF Balancing du Users' Group du 17 mars 2016 et de rajouter un objectif indicatif relatif à l'amélioration de la transparence en ce qui concerne l'identification et la gestion des congestions.

## 4. DECISION

### 4.1. INCITANT 2018

Dans le but de favoriser l'adéquation entre l'offre et la demande, et après consultation d'Elia, la CREG décide de conditionner l'octroi de l'incitant financier de 2.000.000,00 EUR à la réalisation, au cours de l'année 2018, des 7 objectifs suivants dans les délais impartis.

Bien entendu, et tout comme cela fut le cas pour un incitant relatif à l'année 2016, la CREG se réserve le droit de modifier, après consultation d'Elia, l'objectif lié à un incitant si des événements non-anticipés nécessitent une modification de celui-ci.

#### 4.1.1. Service de réglage de la tension et de la puissance réactive

- Réalisation d'une étude soumise à validation de la CREG portant sur le service du réglage de la tension et de la puissance réactive. L'étude doit dégager différentes futures configurations du service, permettre leur évaluation notamment dans une optique de minimisation du coût global pour la société et en tenant compte des évolutions portées par les codes de réseau européen. L'étude doit notamment aborder les aspects suivants :
  - l'impact des codes de réseau européen sur le service et en particulier sur les obligations des différents acteurs du marché en termes de capacité de réglage ;
  - les éléments pertinents de la proposition d'Elia sur *Significant Grid Users* et les *general requirements* élaborée dans le cadre de la procédure décrite par l'Administration de l'économie, des PME, des classes moyennes et de l'énergie (présentation à la réunion du *Belgian Grid User Group* d'Elia du 7 mars 2017) ;
  - la participation de nouveaux types d'acteurs, dont les consommateurs, la production intermittente, les utilisateurs raccordés en distribution (en concertation avec les GRD) et les GRD eux-mêmes, en concertation avec les acteurs principaux et les fédérations les regroupant. Leur participation doit être étudiée tant à la lumière des aspects techniques que des aspects tarifaires et réglementaires ;
  - le mode de contractualisation du service (obligation (rémunérée ou non), procédure d'appel d'offres, durée de contrat, structure de prix, etc.).

L'étude doit contenir une appréciation des différentes configurations du service envisagées tenant compte de leur opportunité économique ainsi que de leur faisabilité technique et réglementaire, et des recommandations motivées pour la configuration du service au 1<sup>er</sup> janvier 2020.

La totalité de l'étude, à l'exception des éventuels passages confidentiels, doit faire l'objet d'une consultation publique préalablement à sa remise à la CREG.

Date de réalisation : 31 octobre 2018.

Montant associé : 0,50 MEUR. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation de l'étude susmentionnée et à son acceptation par la CREG.

#### **4.1.2. Black start**

- Réalisation d'une étude portant sur une réflexion globale sur le service de *black start*. Cette étude doit notamment aborder en détail les aspects suivants, étant entendu qu'ils sont interdépendants :
  - les besoins techniques (cf. nombre d'unités capables de fournir le service et leur dispersion géographique et électrique) ;
  - l'îlotage sur auxiliaires des unités connectées au réseau Elia ;
  - les conditions à remplir par les ressources pour pouvoir rendre le service, y compris la participation des unités de production intermittentes ;
  - l'impact éventuel des codes de réseau européens et de leur implémentation en Belgique.

Les volets de l'étude qui ont trait à l'îlotage et aux conditions à remplir pour la participation au service doivent faire l'objet d'une consultation des acteurs de marché concernés.

L'étude comprendra également une étude des modèles de marché ou de fourniture du service dans les pays européens, y compris des ressources qui fournissent le service.

Enfin, l'étude doit contenir des recommandations motivées pour l'élaboration d'un nouveau mécanisme pour la fourniture du service de *black start* (qui reposerait sur un marché ou non) en tenant compte des aspects étudiés et qui visent à assurer la pérennité du service *black start* et à en minimiser le coût global pour la collectivité .

La totalité de l'étude, à l'exception des éventuels passages confidentiels, doit faire l'objet d'une consultation publique préalablement à sa remise à la CREG.

Date de réalisation : 20 décembre 2018.

Montant associé : 0,50 MEUR. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation de l'étude susmentionnée et à son acceptation par la CREG.

#### **4.1.3. Ouverture de la R2 à l'ensemble des ressources**

- Réalisation d'une note conceptuelle ayant pour objectif l'accès au service aFRR de toutes les technologies (y compris le stockage) indépendamment du niveau de raccordement (GRT/GRD) et du type de fournisseur (BRP/BSP). Cette note concerne les procédures d'offre, de sélection des offres, d'activation (liste d'appel), de contrôle et de règlement financier de l'énergie. Avant sa remise à la CREG, cette note aura été concertée avec les GRD et aura été soumise à la consultation des acteurs du marché.

Date de réalisation : 31 octobre 2018

- Après consultation des acteurs du marché, remise à la CREG d'une proposition de feuille de route pour la mise en œuvre de la note conceptuelle.

Date de réalisation : 20 décembre 2018.

Montant associé : 0,20 MEUR. L'octroi de ce montant est subordonné à l'acceptation par la CREG de la note conceptuelle et de la feuille de route.

#### **4.1.4. Délestage sélectif**

- Sur la base de la note relative au délestage sélectif et de la consultation que la CREG devrait mener sur celle-ci, réalisation, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution, d'une étude d'implémentation technique contenant notamment :
  - la détermination des éléments techniques et des critères d'acceptabilité nécessaires pour la mise en œuvre du délestage sélectif sur base volontaire en supposant qu'Elia connaisse les points de livraison qui doivent être délestés à un moment donné;
  - l'élaboration d'une roadmap pour la mise en œuvre en 2019 du délestage sélectif sur base volontaire.

Date de réalisation : 20 décembre 2018.

Montant associé : 0,30 MEUR. L'octroi de ce montant est subordonné à la réalisation de l'étude susmentionnée et à son acceptation par la CREG.

#### **4.1.5. Scarcity pricing**

- Sur la base des résultats de l'étude réalisée pour le compte de la CREG concernant un mécanisme de rémunération de la rareté et suite aux résultats de la consultation des acteurs du marché:
  - mise au point par Elia d'un mécanisme d'évaluation du volume des réserves disponibles (par type de réserve) en temps réel (y compris une éventuelle contribution de la demande) qui puisse servir d'input au mécanisme de rémunération de la rareté étudié afin de permettre une implémentation éventuelle ;
  - application par Elia du mécanisme d'évaluation des volumes des réserves disponibles en question ex-post sur les huit premiers mois de 2018 (par pas quart horaire) et publication des résultats.

Date de réalisation : 20 décembre 2018.

Montant associé : 0,20 MEUR. L'octroi de ce montant est subordonné à l'acceptation par la CREG du rapport de l'étude susmentionnée.



#### **4.1.6. Achat dynamique des réserves mFRR**

- Après consultation des acteurs du marché, remise à la CREG d'une étude relative à l'évolution vers un achat journalier des réserves mFRR et comprenant la description et l'évaluation des avantages et inconvénients, y compris l'analyse critique du maintien ou non de deux produits distincts (standard et flex), de l'impact sur les gestionnaires de réseau de distribution, de l'impact sur le partage des réserves, et de l'impact des offres non-contractées sur le volume des offres contractées.

Date de réalisation : 31 octobre 2018.

- Proposition à la CREG d'un planning d'implémentation préalablement soumis à la consultation des acteurs du marché.

Date de réalisation : 20 décembre 2018.

Montant associé : 0,20 MEUR. L'octroi de ce montant est subordonné à l'acceptation par la CREG de l'étude et du planning d'implémentation susmentionnés.

#### **4.1.7. Achat scindé des réserves FCR et aFRR**

- Après consultation des acteurs du marché, remise à la CREG d'une étude relative à l'évaluation des conditions et des conséquences d'un achat de la capacité d'aFRR via des offres exclusivement asymétriques et à l'achat distinct de la capacité de FCR et d'aFRR.

L'étude considèrera en outre les différentes séquences d'achat de FCR et aFRR (achats parallèles, achats de FCR avant aFRR, achat d'aFRR avant FCR).

Date de réalisation : 31 juillet 2018

- Proposition à la CREG d'un planning d'implémentation préalablement soumis à la consultation des acteurs du marché.

Date de réalisation : 20 décembre 2018

Montant associé : 0,10 MEUR. L'octroi de ce montant est subordonné à l'acceptation par la CREG de l'étude et du planning d'implémentation susmentionnés.

## 4.2. PRE-LISTE INDICATIVE D'OBJECTIFS A ATTEINDRE POUR 2019 ET LES EXERCICES ULTERIEURS

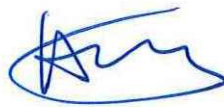
- Mise en place d'un nouveau modèle de marché pour le service de réglage de la tension et de l'énergie réactive tenant compte de l'étude réalisée en 2018 et des modifications apportées au règlement technique fédéral en application des codes de réseaux européens.
- Mise en œuvre opérationnelle du délestage sélectif.
- Amélioration de la transparence en ce qui concerne l'identification et la gestion des congestions.

\*\*\*

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



Laurent JACQUET  
Directeur



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Présidente du Comité de direction