

ELIA TRANSMISSION BELGIUM

RÈGLES DE COMPENSATION DES DÉSÉQUILIBRES QUART-HORAIRES.

**(Ci-après également dénommées les “Règles
d’équilibrage”)**

Date de soumission pour approbation réglementaire : le 28/05/2020

Table des matières

TITRE 1	Dispositions générales	5
Article 1.	Objet et champ d'application	5
Article 2.	Publication et application des Règles d'Équilibrage	5
Article 3.	Définitions et interprétations	5
TITRE 2	Ressources d'équilibrage	9
Article 4.	Liste des ressources d'équilibrage	9
Article 5.	FCR	9
Article 6.	aFRR et Compensation des Déséquilibres	10
Article 7.	mFRR	18
Article 8.	Ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles	19
TITRE 3	Utilisation des ressources d'équilibrage pour maintenir l'équilibre du Bloc RFP Elia.	19
Article 9.	Concept de liste de "merit order" pour les Offres d'Énergie aFRR	19
Article 10.	Concept de liste de "merit order" pour les Offres d'Énergie mFRR	20
Article 11.	Activation de FCR	20
Article 12.	Sélection et activation d'Offres d'Énergie aFRR	20
Article 13.	Sélection et activation d'Offres d'Énergie mFRR	21
Article 14.	Activation de ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles	23
TITRE 4	Impact de l'utilisation des ressources d'équilibrage sur les tarifs de déséquilibre	24
Article 15.	Généralités	24
Article 16.	Détermination du Déséquilibre du Système	24
Article 17.	Détermination du Prix Marginal des activations à la hausse	26
Article 18.	Détermination du Prix Marginal des activations à la baisse	28
Article 19.	Règles relatives au prix offert dans les Offres d'Énergie	29
TITRE 5	Publication d'informations	29
Article 20.	Publication sur la Plateforme de Transparence d'ENTSO-e	29
Article 21.	Publication sur le site Web d'Elia	29
TITRE 6	Rapports et monitoring	31
Article 22.	Offres de capacité	31
Article 23.	Marché secondaire	31
Article 24.	Offres d'Énergie	31
Article 25.	IGCC	32
Article 26.	Activation	32
Article 27.	Prix de Déséquilibre	33
Article 28.	Monitoring financier du mécanisme d'équilibrage	34
Article 29.	Monitoring de l'utilisation du mécanisme par les BRP	34
TITRE 7	Dispositions finales	34
Article 30.	Langue	34

LE GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT BELGE, COMPTE TENU DES ÉLÉMENTS SUIVANTS :

Il est préalablement exposé ce qui suit:

- 1. En vertu de l'article 200 §1 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après dénommé le "**Règlement Technique Fédéral**"), Elia Transmission Belgium SA/NV, (ci-après dénommée "**Elia**") est tenue d'élaborer un ensemble de règles de marché pour la compensation des déséquilibres quart-horaires (ci-après dénommées "**les Règles d'Équilibrage**").*
- 2. La capacité de réserve de FCR qu'Elia doit acheter est déterminée par l'ensemble des Gestionnaires de Réseau de Transport (ci-après dénommés les "**GRT**") de la zone synchrone, en application des dispositions de l'article 153 du règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après dénommé "**SOGL**"), et spécifiée dans l'Accord d'Exploitation de la Zone Synchrone (ci-après dénommé "**AEZS**").*
- 3. L'accord d'exploitation de bloc RFP (ci-après dénommé "**LFC BOA**") visé à l'article 119 du SOGL précise les règles de dimensionnement des Réserves de Restauration de la Fréquence ou "**FRR**" (soit le total des aFRR et mFRR) ainsi que les modalités pour remplir les obligations de réglage de fréquence-puissance en exécution de l'article 228 du Règlement Technique Fédéral.*
- 4. Conformément à l'article 228 §3 du Règlement Technique Fédéral, Elia établit et soumet à l'approbation de la CREG une proposition concernant la méthodologie de détermination des volumes de capacité d'équilibrage d'aFRR et de mFRR pour le Bloc RFP Elia (ci-après dénommée "**LFC Means**"). La détermination des volumes de capacité d'équilibrage tient compte du volume de partage des réserves et des offres d'énergie d'équilibrage non contractées.*
- 5. Elia bénéficie d'une dérogation formulée conformément à l'article 32(3) du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après dénommé "**EBGL**") et approuvée par la CREG dans la décision (B)1879 du 18 décembre 2018, concernant l'obligation d'acheter séparément la capacité d'équilibrage aFRR à la hausse et à la baisse. Cette dérogation a été accordée jusqu'au 15 décembre 2021.*
- 6. L'article 145(4) du SOGL décrit le processus de restauration automatique de la fréquence pour l'activation de l'aFRR dans le Bloc RFP Elia.*
- 7. L'article 226 du Règlement Technique Fédéral détermine la puissance active disponible pour le réglage à la hausse et à la baisse qui doit être mise à la disposition d'Elia sur les unités de production et les parcs de stockage asynchrones de type C ou D (conformément à l'article 35 §2 et §4 du Règlement Technique Fédéral) d'une puissance nominale supérieure ou égale à 25 MW. L'article 226 du Règlement*

Technique Fédéral définit également la participation volontaire aux services d'équilibrage d'autres unités de production et parcs de stockage ainsi que d'unités de consommation.

- 8. Les articles 12 à 12quinquies de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après dénommée "**Loi Électricité**") énoncent les principes que la proposition tarifaire doit respecter.*
- 9. Conformément aux articles 12 à 12quinquies de la Loi Électricité, la proposition tarifaire inclut le tarif du maintien et de la restauration de l'équilibrage individuel du Responsable d'équilibre ("**BRP**").*
- 10. L'impact de l'activation des réserves d'équilibrage sur le(s) périmètre(s) d'équilibrage des BRP concernés est décrit dans le Contrat BRP.*
- 11. En vertu de l'article 17 du règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité (ci-après dénommé "**Règlement Transparence**"), chaque GRT est tenu de fournir à ENTSO-e des informations relatives à l'équilibrage du Bloc RFP du GRT.*
- 12. En vertu de l'article 12 de l'EBGL, chaque GRT doit au minimum publier des informations relatives à l'équilibrage sur la plateforme de transparence de l'information d'ENTSO-e.*
- 13. L'article 227 du Règlement Technique Fédéral stipule qu'Elia doit surveiller la disponibilité des services d'équilibrage dans le Bloc RFP conformément à l'article 163 du SOGL.*
- 14. Le cas échéant, les règles de fonctionnement de la réserve stratégique (ci-après dénommées "**Règles RS**") établies conformément à l'article 7septies de la Loi Électricité sont prises en compte.*
- 15. En cas de différences et/ou de contradictions entre les Règles d'Équilibrage et l'une des méthodologies réglementaires européennes et/ou régionales provenant de l'EBGL et du Règlement Transparence, ce dernier prévaut.*

SOUJET CE QUI SUIT POUR APPROBATION À LA CREG:

TITRE 1 Dispositions générales

Article 1. Objet et champ d'application

1. Conformément à l'article 200 §2 du Règlement Technique Fédéral, les Règles d'Équilibrage sous-jacentes contiennent les éléments suivants:
 - a. la liste de ressources d'équilibrage disponibles pour le GRT et les modalités détaillées de leur utilisation par le GRT en vue de garantir l'équilibre du Bloc RFP, comme décrit respectivement aux TITRE 2 TITRE 2 et TITRE 3;
 - b. l'impact potentiel de l'utilisation des ressources d'équilibrage sur les composantes tarifaires applicables aux BRP selon les tarifs établis conformément aux articles 12 à 12quinquies de la Loi Électricité, tel que décrit au TITRE 4;
 - c. les modalités de publication en temps utile des informations pertinentes pour l'équilibrage du Bloc RFP, telles que décrites au TITRE 5;
 - d. les modalités de monitoring du fonctionnement du marché d'équilibrage et la création des rapports associés pour la CREG, telles que décrites au TITRE 6.
2. Les Règles d'Équilibrage décrivent uniquement l'utilisation des ressources d'équilibrage dans le cadre de l'équilibrage du Bloc RFP Elia et n'incluent pas l'utilisation de ces ressources dans le cadre de la gestion de la congestion.

Article 2. Publication et application des Règles d'Équilibrage

1. Les Règles d'Équilibrage prennent effet, après leur approbation par la CREG, le jour de l'entrée en vigueur de la première version des Modalités et Conditions du Fournisseur de services d'équilibrage pour la Réserve de Stabilisation de la Fréquence (ci-après dénommées "T&C BSP FCR").
2. Les Règles d'Équilibrage entrent en vigueur pour une durée indéterminée.
3. Conformément à l'article 200 §1 du Règlement Technique Fédéral, Elia publie les Règles d'Équilibrage après leur approbation par la CREG.
4. En vertu de l'article 200 §1 du Règlement Technique Fédéral, toutes les futures évolutions des Règles d'Équilibrage feront l'objet d'une consultation publique, et la proposition qui en résultera sera soumise à l'approbation de la CREG.

Article 3. Définitions et interprétations

1. Sauf plus ample précision aux fins de l'application des Règles d'Équilibrage, sans toutefois ignorer les dispositions d'ordre public, les notions définies dans la Loi Électricité, les décrets et/ou ordonnances relatifs à l'organisation du marché de l'électricité et/ou les différents Règlements techniques et codes de réseau et lignes directrices de l'UE

applicables, tels que modifiés périodiquement, sont également inclus pour les besoins des Règles d'Équilibrage dans le sens de ces définitions légales ou réglementaires.

2. Dans les présentes Règles d'Équilibrage, à moins que le contexte ne s'y oppose:
 - le singulier indique le pluriel et vice versa;
 - les références à un genre comprennent tous les autres genres;
 - la table des matières, les titres et les dénominations sont insérés pour des raisons de commodité uniquement et n'affectent pas leur interprétation;
 - l'expression "y compris" et ses variantes doivent être interprétées sans restriction;
 - toute référence à la législation, la réglementation, une directive, un décret, un instrument, un code ou tout autre texte législatif doit comprendre toute modification, extension ou réadoption de celui-ci alors en vigueur.

3. Aux fins des présentes Règles d'Équilibrage, les définitions suivantes s'appliquent également:

(1)	ACER	Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie;
(2)	Écart de Réglage de Zone ou "ACE"	Tel que défini à l'article 3(19) du SOGL. Pour le Bloc RFP Elia, l'ACE est égal au FRCE;
(3)	Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation automatique ou "aFRR"	Tel que défini à l'article 3(99) du SOGL;
(4)	Services d'Équilibrage	Tel que défini à l'article 2(3) de l'EBGL;
(5)	Responsable d'Équilibre ou "BRP"	Tel que défini à l'article 2(7) de l'EBGL et inscrit au registre des Responsables d'Équilibre;
(6)	Contrat BRP	Le contrat conclu entre Elia et le BRP conformément aux articles 219 et 220 du Règlement Technique Fédéral;
(7)	Contrat CIPU ou "CIPU"	Le contrat pour la "Coordination de l'appel des unités de production" conclu avec Elia, ou tout autre (ensemble de) contrat(s) régulé(s) destiné(s) à remplacer le Contrat CIPU, conformément aux dispositions de l'article 377 du Règlement Technique Fédéral;

(8)	Unité de Temps Contractuelle pour la Capacité ou "CCTU"	Tel que défini à l'article II.1 des T&C BSP FCR et à l'article II.1 des T&C BSP mFRR;
(9)	CREG	Commission fédérale belge de régulation des marchés de l'électricité et du gaz;
(10)	Point de Livraison DP _{PG}	Tel que défini à l'article II.1 des T&C BSP FCR et à l'article II.1 des T&C BSP mFRR;
(11)	Loi Électricité	La loi belge du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, M.B. du 11.05.1999, telle que modifiée périodiquement;
(12)	Offre d'Énergie	Combinaison d'un volume (en MW) et d'un prix (en €/MWh), soumise à Elia pour activation;
(13)	ENTSO-e	Réseau Européen des Gestionnaires de Réseaux de Transport d'Électricité (European Network of Transmission System Operators for Electricity);
(14)	Règlement Technique Fédéral	L'arrêté royal du 22 avril 2019 tel que modifié de temps à autre, établissant un règlement technique fédéral pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci;
(15)	Réserve de Stabilisation de la Fréquence ou "FCR"	Tel que défini à l'article 3(6) du SOGL;
(16)	Règlements Techniques	Le Règlement Technique Fédéral de transport (adopté sous la forme d'un arrêté royal sur la base de l'article 11 de la Loi Électricité – actuellement l'"Arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, M.B. 29.04.2019", tel que modifié périodiquement, et les règlements techniques de transport locaux et régionaux, tels que modifiés périodiquement;
(17)	Compensation des Déséquilibres	Tel que défini à l'article 2(40) de l'EBGL;
(18)	Prix de Déséquilibre	Tel que défini à l'article 2(12) de l'EBGL;

(19)	LFC BOA	Accord d'exploitation du Bloc RFP Elia, conformément à l'article 119 du SOGL;
(20)	LFC Means	Document approuvé par la CREG décrivant la méthodologie utilisée pour déterminer les volumes de capacité d'équilibrage aFRR et mFRR pour le Bloc RFP Elia, conformément à l'article 228 §3 du Règlement Technique Fédéral;
(21)	Bloc de Réglage Fréquence-Puissance ou "Bloc RFP"	Tel que défini à l'article 3(18) du SOGL;
(22)	Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation manuelle ou "mFRR"	Réserve de Restauration de la Fréquence (FRR), telle que définie à l'article 3(7) du SOGL, qui peut être activée manuellement;
(23)	mFRR Flex	Le produit de capacité d'équilibrage mFRR caractérisé par un temps d'activation limité et un temps de neutralisation entre deux activations successives, tel que défini dans les T&C BSP mFRR;
(24)	mFRR Standard	Le produit de capacité d'équilibrage mFRR caractérisé par un temps d'activation illimité et l'absence de temps de neutralisation, tel que défini dans les T&C BSP mFRR;
(25)	Type de Réserve	Un type de réserve de puissance active, tel que défini à l'article 3(16) du SOGL et inclus dans la liste des ressources d'équilibrage de l'article 4;
(26)	Déséquilibre du Système	Est égal à l'Écart de Réglage de Zone diminué du Volume Net de Réglage, tel que défini à l'Article 16 (1);
(27)	Unité Technique	Une installation raccordée au sein du Bloc RFP Elia;
(28)	Règlement Transparence	Règlement UE 543/2013 du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil;

(29)	Modalités et Conditions du Fournisseur de Services d'Équilibrage ou "T&C BSP"	Les modalités et conditions à destination des fournisseurs de services d'équilibrage, conformément à l'article 18 de l'EBGL;
(30)	Unité avec Limitations Techniques	Une Unité Technique au sens de l'article 226 §1 du Règlement Technique Fédéral qui ne peut pas être activée par les processus FRR;
(31)	Période Peak	Les heures comprises entre 8 heures et 20 heures des jours de semaine (du lundi au vendredi, jours fériés compris);
(32)	Période Off-Peak	Les heures comprises entre 20 heures et 8 heures (tous les jours de la semaine), ainsi que les heures comprises entre 8 h et 20 h le samedi et le dimanche;
(33)	Delta_P _{R2}	La consigne de réglage envoyée par Elia aux BSP en charge du réglage de l'aFRR pour le pilotage de la puissance de réglage aFRR.

TITRE 2 Ressources d'équilibrage

Article 4. Liste des ressources d'équilibrage

1. Les ressources d'équilibrage dont dispose Elia pour assurer l'équilibre du Bloc RFP Elia sont les suivantes :
 - i. Réserve de Stabilisation de la Fréquence;
 - ii. Compensation des Déséquilibres et Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation automatique;
 - iii. Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation manuelle, y compris les accords de partage de mFRR entre les GRT.

Article 5. FCR

1. Les modalités et conditions relatives aux produits FCR sont décrites dans les T&C BSP FCR.
2. Conformément à l'article 163 §2 et à l'annexe VI du SOGL, tous les GRT impliqués dans l'échange de FCR à l'intérieur d'une zone synchrone doivent veiller à ce qu'au moins 30 % du total combiné de leurs obligations FCR initiales soient physiquement fournis au sein de leur Bloc RFP. Cela signifie que maximum 70 % de leurs obligations FCR initiales peuvent être physiquement fournis en dehors du Bloc RFP Elia et que, compte tenu de cette

contrainte imposée par le SOGL, Elia participe au service Regelleistung pour l’approvisionnement en FCR.

Article 6. aFRR et Compensation des Déséquilibres

1. Conditions générales pour la participation au réglage de l’équilibre du bloc RFP d’Elia

A partir du 1^{er} novembre 2017, les points de livraison faisant l’objet d’un contrat de réserve stratégique ne peuvent pas participer au réglage aFRR (puissance contractée et non contractée) décrites dans le texte ci-dessous, et ce, du début du contrat de réserve stratégique jusqu’au 31 octobre suivant la data de fin de ce même contrat. Ces conditions s’appliquent à tous les points de livraison.

2. Réserve de puissance de réglage aFRR

i. Processus d’appels d’offre de capacité aFRR

Les réserves aFRR sont entièrement couvertes par des produits court terme.

ii. Conditions relatives aux offres de capacité

La puissance de réglage aFRR est l’un des moyens essentiels pour assurer le réglage de l’équilibre du bloc RFP d’Elia. En conséquence, les règles utilisées pour réserver la puissance de réglage aFRR doivent être conçues de manière à ce que le plus grand nombre de BSP potentiels possible puisse participer aux services aFRR.

A cette fin, les BSP potentiels ont la possibilité de remettre des offres relatives à la réserve de puissance d’aFRR.

Les BSP potentiels peuvent remettre plusieurs offres de capacité, divisibles ou non, différentes pour un réglage à la hausse ou à la baisse et pour les heures “Peak” et “Off-Peak”. Le volume des offres de capacité doit être exprimé comme un nombre entier de MW.

Les offres de capacité peuvent également être associées à des “conditions de sélection”. Celles-ci permettent de lier offres de capacité différentes.

Les offres comprennent également un prix exprimé en €/MW/h sans attribution de prix spécifique par unité.

iii. Sélection des offres de capacité

La sélection court terme vise à ce que le volume total contracté par Elia pour la période considérée couvre au minimum le volume proposé par ELIA et approuvé par la CREG au prix total le plus bas possible, tout en respectant les conditions relatives aux offres de capacité d’un BSP.

La réserve d’une puissance de réglage d’aFRR auprès d’un BSP se traduit pour le BSP par une “obligation d’offre” : en jour J-1, le BSP doit mettre à la disposition

d'Elia pour le jour suivant les volumes de puissance quart horaire réservés de la période considérée, dans les conditions décrites au §4.

Le BSP a la possibilité d'effectuer un "transfert d'obligation d'offre" vers un autre BSP via le marché secondaire décrit au §3. Le BSP a une obligation d'offre pour la puissance sur ses moyens de réglage¹, diminuée/augmentée de la puissance transférée vers/provenant d'un autre BSP.

iv. Rémunération des offres de capacité

Sans préjudice de l'article 12quinquies de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, le système de rémunération de la de puissance d'aFRR est un système de type "pay as bid" (par opposition au système "pay as cleared").

Les conditions contractuelles sont décrites dans le "contrat de réglage secondaire".

v. Contrôle et pénalité

Les informations relatives aux volumes offerts sont vérifiées sur la base du programme d'accès journalier, des caractéristiques techniques et des informations sur le statut des unités de production transmis dans le cadre de l'exécution du Contrat de Coordination de l'Appel des Unités de Production, ainsi que sur la base des volumes de réserve offerts dans le cadre d'offres remises pour d'autres services d'équilibrage.

Il est ainsi possible de contrôler si les volumes réservés ont effectivement été mis à la disposition d'Elia en day-ahead.

Le contrôle est effectué mensuellement, en comparant par quart d'heure les disponibilités, calculées sur base des offres annoncées en J-1 selon les modalités décrites au §4 avec les disponibilités définies contractuellement, en tenant compte des éventuels transferts d'obligations décrits au §3.

Les contrôles visent à vérifier que le volume mis à disposition par quart d'heure par un BSP est supérieur ou égal au volume pour lequel il a une obligation d'offre.

Si ce n'est pas le cas, une pénalité est appliquée pour chaque quart d'heure manquant et chaque MW manquant calculé par Elia. Cette pénalité varie linéairement en fonction du clean spark spread d'une unité de production "type" (CCGT au rendement de 50 %) pour l'heure considérée, et est soumise à un minimum.

- La pénalité vise ainsi à être incitative vis-à-vis du coût de remplacement sur le marché secondaire des réserves manquantes pour la période considérée, coût qui fluctue d'heure en heure. Cette pénalité est donc

¹ La puissance réservée peut être nulle.

identique pour tous les BSP (pour un MW manquant sur une heure donnée) et indépendante du prix de réservation contractuel.

- Le montant total des pénalités appliquées à un BSP est sujet à une limite supérieure pour la période contractuelle, ce qui assure que le coût total des pénalités ne dépasse pas les revenus totaux pour la période contractuelle.

En outre, suite à la possibilité donnée aux producteurs, dans le cadre de l'Intraday Production, de modifier les programmes d'accès journaliers de leurs unités de production jusqu'à 45 minutes avant le début du quart d'heure de fourniture, et à la volonté d'Elia d'assurer un meilleur suivi des réserves en temps réel, Elia s'est dotée d'un système de suivi de la réserve globale de la zone de réglage en temps réel. En cas de besoin, Elia peut mobiliser auprès des producteurs (via des actions ad hoc telles que le démarrage d'unités lentes ou le refus de modifications de programmes) la réserve nécessaire, comme spécifié dans le Règlement Technique Fédéral.

3. Fonctionnement du marché secondaire pour l'aFRR

- i. Un BSP fournissant les services aFRR, auprès duquel de la puissance de réglage a été réservée via des Unités Techniques CIPU, a la possibilité de transférer son obligation vers un autre BSP, moyennant l'accord de ce dernier, pour une partie ou la totalité du volume et/ou de la période concernée. Ce dernier reprend l'obligation du premier BSP en utilisant, à sa discrétion ses unités techniques CIPU, à condition que ses nouvelles obligations ne dépassent pas les capacités que ce nouveau BSP a préqualifiées pour le(s) produit(s) correspondant(s).
- ii. Les transferts d'obligation peuvent avoir lieu en day-ahead et en intraday et doivent être notifiés à Elia en précisant les volumes et les quarts d'heure exacts relatifs au transfert.
- iii. Pour les transferts en day-ahead, Elia vérifie notamment la consistance² entre les notifications des deux BSP avant d'accepter le transfert d'obligation. Le processus day-ahead (notification ainsi que vérification et validation) se déroule comme suit :
 - Toutes les notifications doivent être soumis avant la clôture d'un premier guichet (13 :30).
 - Elia vérifie la consistance des notifications et, le cas échéant, les accepte. Elia fait part des résultats de ses vérifications aux BSPs.

² Une notification de transfert est considérée comme consistante si les volumes et quarts d'heure notifiés par le fournisseur qui transfère son obligation d'offre correspondent exactement à ceux notifiés par le fournisseur qui la reprend

- Les BSPs dont les notifications n'ont pas été acceptés ont la possibilité d'introduire leurs notifications adaptées avant la fermeture du deuxième guichet (14 :00).
 - Les BSPs introduisent auprès d'Elia, conformément aux procédures applicables en day-ahead, les nominations pour l'activation des puissances de réglage aFRR (via des unités CIPU) pour un volume à celui des obligations initialement contractées augmenté / diminué de la puissance transférée.
- iv. Les résultats définitifs sont communiqués après ce deuxième guichet et avant la clôture des nominations J-1 pour le jour J.
- v. Le processus intraday peut être utilisé dès le moment où Elia a validé les nominations day-ahead des unités techniques CIPU. Un échange d'obligation via le processus intraday se termine au plus tard à minuit le lendemain (en jour J). Le processus intraday se déroule comme suit:
- La notification est introduite par le BSP qui transfère son obligation et doit être approuvée par le BSP qui reprend l'obligation endéans un certain délai (1 heure) avant le début de la période de livraison.
 - Elia vérifie que le transfert d'obligation ne pose pas de problème pour la sécurité du réseau et, le cas échéant, l'accepte. Elia pourra refuser un transfert d'obligation qui génère un problème de congestion.
- vi. En intraday, il n'y a pas de processus de nomination pour l'activation des puissances de réserves aFRR via des unités techniques CIPU. Les nominations introduites en day-ahead pour ces unités sont dès lors automatiquement mises à jour en fonction des informations renseignées (notamment le nom de l'unité technique CIPU) dans la notification d'échange d'obligation de réserve. L'impact sur les prix d'activation des puissances de réserve aFRR via des unités techniques CIPU est détaillé dans la note "Study on the extension of the secondary market for reserve" publiée sur le site Web d'Elia³.
4. Conditions relatives aux Offres d'Énergie
- i. Chaque BSP auprès duquel Elia a réservé de la puissance de réserve aFRR (ou qui s'est engagé à faire offre à la place d'un autre BSP, conformément aux dispositions décrites au §3) doit offrir, le jour J-1 pour le jour suivant, au minimum la quantité pour laquelle il a une obligation.
 - ii. Ceci signifie que le BSP est libre d'offrir plus que le minimum pour lequel il s'est engagé.
 - iii. Les BSPs n'ayant aucune obligation d'offre peuvent également offrir librement de la puissance de réglage aFRR le jour J-1 pour le jour suivant, pour autant qu'ils

³ Consultez le document sur <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/document-library>

satisfassent aux conditions techniques imposées pour la participation à ce service, ce qui est garanti par la signature préalable d'un "contrat de réglage secondaire" portant sur une capacité de réservée égale à 0 MW.

- iv. Tous les BSP doivent annoncer en jour J-1 la liste des unités qui pourront participer au réglage aFRR le jour J. Les offres de prix pour un réglage à la hausse et/ou à la baisse sont en conséquence, relatives à chacune des unités que le producteur annonce en jour J-1 comme pouvant participer respectivement à la hausse et/ou à la baisse. Les offres ne peuvent pas être modifiées en intraday (après la sélection en J-1 telle que décrite à l'Article 9) selon une procédure de nomination similaire à celle en vigueur en day-ahead. Pour cela, le BSP utilisera le marché secondaire des réserves (décrit à la section §3) en intraday.
- v. Les Offres d'Énergie doivent répondre aux critères suivants:
 - chaque offre porte sur un quart d'heure ainsi que sur une unité;
 - chaque offre comprend à la fois un volume et un prix pour l'activation de puissance de réglage à la hausse et/ou un volume et un prix pour l'activation de puissance de réglage à la baisse;
 - tout volume offert est un multiple de 0,1 MW et est supérieur ou égal à 1 MW;
 - le prix de l'offre pour l'activation de puissance de réglage à la hausse ("prix à la hausse") et le prix pour l'activation de puissance de réglage à la baisse ("prix à la baisse") doivent avoir un signe positif ou nul. Un prix à la hausse positif signifie, en cas d'activation par Elia, une rémunération de la part d'Elia au BSP ayant fait l'offre. Un prix à la baisse positif signifie, en cas d'activation par Elia, une rémunération à Elia de la part du BSP ayant fait l'offre chaque offre est, dans le chef d'Elia, partiellement en temps et en volume;
 - la somme de toutes les offres d'un BSP représente par quart d'heure de la journée concernée, au minimum le volume réservé en tenant compte des éventuels transferts d'obligation vers/provenant d'autres BSP.
- vi. Les prix des offres d'activation d'aFRR sont soumis à des limitations décrites ci-dessous:
 - une limitation des prix des Offres d'Énergie aFRR pour activation à la hausse par un "Cap" absolu, valable pour tous les types d'unités. Ce Cap est situé à 40 €/MWh au-dessus d'un coût de combustible de référence (Fuel Cost générique ou "FCgen", défini comme le prix de combustible d'une unité "type". L'unité type étant définie comme une unité CCGT à rendement de 50 %.

Le Fuel Cost générique correspond au coût de combustible d'une "unité type" (définie comme une unité CCGT à rendement de 50 %). Le coût de combustible d'une unité (FC) étant déterminé sur la base de la consommation spécifique du type d'unité de production concernée et du prix du combustible attendu sur le marché, utilisé par cette unité. Il est déterminé comme suit:

$$FC_{gen} = FC_{CCGT-50\%} = NG \text{ [€/GJ]} * S_{CCGT-50\%} \text{ [GJ/MWh]}$$

où

- $S_{CCGT-50\%}$ = la consommation spécifique d'une unité type, exprimée en $[GJ_t/MWh_e]$. Pour une unité CCGT à rendement de 50 %, $S = 7,2^4 [GJ_t/MWh_e]$
- NG est le prix du gaz naturel, constitué de l'index "HEREN ICIS ESGM day-ahead index" et "HEREN ICIS ESGM Weekend index", qui sont publiés quotidiennement, augmenté du coût forfaitaire de transport de gaz en €/GJ tel que défini dans le contrat CIPU.
- Une limitation des prix des Offres d'Énergie aFRR pour l'activation à la baisse par un "Floor" égal à 0 €/MWh.

Ainsi,

$$\text{Prix des offres } OBS_{k,i,j} \leq FC_{gen} + \text{€ } 40 \text{ €/MWh}$$

$$\text{Prix des offres } ABS_{k,i,j} \geq \text{€ } 0 \text{ €/MWh}$$

Où

- $OBS_{k,i,j}$: offre numéro (k) pour une activation de puissance de réglage aFRR à la hausse, faite par le BSP (i) pour le quart d'heure (j);
- $ABS_{k,i,j}$: offre numéro (k) pour une activation de puissance de réglage aFRR à la baisse, faite par le BSP (i) pour le quart d'heure (j);

En cas d'indisponibilité du système d'offres, les prix des offres de réglages de puissance à la hausse ou à la baisse dans le cadre des services aFRR seront estimés en back-up grâce aux formules suivantes:

$$\text{Prix des offres } OBS_{k,i,j} = \max(0 ; \min(\text{prix de référence du marché day-ahead belge} + 5 \text{ €/MWh} ; FC_{gen} + 40 \text{ €/MWh}))$$

$$\text{Prix des } ABS_{k,i,j} = \max(\text{prix de référence du marché day-ahead belge} - 5 \text{ €/MWh} ; 0)$$

- vii. Compte tenu de leur interaction avec la formation du prix de réservation de puissance, les limitations du prix des offres formules de substitution sont

⁴ S = consommation spécifique d'une unité de production est exprimée en GJ_t/MWh_e
 $= 3,6 [GJ_t/MWh_e] * 1/\text{rendement}[MWh_e/MWh_t]$

annoncées dans le cadre de l'appel d'offres public à court terme relatif à la réservation de puissance de réglage aFRR.

5. Rémunération des Offres d'Énergie aFRR

- i. La rémunération d'un BSP d'aFRR reste liée au prix moyen pondéré des offres sélectionnées en jour J-1 même si le BSP a dû pour une raison quelconque réaliser l'activation au moyen d'une unité dont le prix d'activation est plus élevé.
- ii. Le décompte de la puissance activée dans le cadre de la service aFRR est réalisé sur base du principe "pay-as-bid". En d'autres mots, la puissance activée (correspondant au signal envoyé à un BSP, intégré tous les quarts d'heure) est rémunérée aux prix des Offres d'Énergie remis par ce BSP.

$$VAOS_{i,j} = VOS_{i,j} - VAS_{i,j}$$

Avec

$$VOS_{i,j} = \int_{qh=j} \delta_{P_{O,i,j}} dt * POS_{i,j}$$

Et

$$VAS_{i,j} = \int_{qh=j} \delta_{P_{A,i,j}} dt * PAS_{i,j}$$

Où

- $VOS_{i,j}$: valeur du règlement de l'énergie d'aFRR activée à la hausse auprès du BSP i durant le quart d'heure j, exprimée en €;
- $VAS_{i,j}$: valeur du règlement de l'énergie d'aFRR activée à la baisse auprès du BSP i durant le quart d'heure j, exprimée en €;
- $POS_{i,j}$: prix de la puissance de réglage aFRR activée à la hausse durant le quart d'heure j auprès du BSP i, exprimé en €/MWh. Ce prix est égal au prix moyen pondéré des offres de réglage à la hausse sélectionnées du BSP i durant le quart d'heure j;
- $PAS_{i,j}$: prix de la puissance de réglage aFRR activée à la baisse durant le quart d'heure j auprès du BSP i, exprimé en €/MWh. Ce prix est égal au prix moyen pondéré des offres de réglage à la baisse sélectionnées du BSP i durant le quart d'heure j;

- $\int_{qh=j} \delta_{P_{R2O,i,j}} dt$: l'intégrale de la partie positive du signal $\delta_{P_{R2}}$ envoyé vers le BSP i pour le quart d'heure j, exprimée en MWh.

- $\int_{qh=j} \delta_{P_{R2A,i,j}} dt$: l'intégrale de la partie négative du signal $\delta_{P_{R2}}$ envoyé vers le BSP i pour le quart d'heure j, exprimée en MWh.

Comme les prix des Offres d'Énergie sont toujours positifs ainsi que décrit précédemment, , le signe du signal intégré ΔP_{R2} est déterminant pour le résultat. On obtient ainsi:

- un paiement d'Elia au BSP i de $VOS_{i,j}$ pour l'activation du réglage aFRR à la hausse par le BSP i pendant le quart d'heure j ;
- un paiement du BSP i à Elia de $VAS_{i,j}$ pour l'activation du réglage aFRR à la baisse par le BSP i pendant le quart d'heure j ;

$VAOS_{i,j}$ n'est utilisé que dans le cadre de la rémunération du BSP i .

6. Contrôle et pénalités

- i. Le contrôle de l'activation s'effectue, par BSP sélectionné, en comparant les éléments suivants:

$$\sum P_{mesurées(t)} - P_{ref(t)} <> \Delta P$$

pour l'ensemble des unités qui participent à ce moment aux services aFRR

Le signal P_{ref} , donnant la situation de référence de chaque unité participant au service aFRR, doit être transmis à Elia pour chacune des unités concernées.

- ii. Ce contrôle s'effectue ex-post, sur base continue, c'est-à-dire en appliquant la formule ci-dessus pour chaque quart d'heure de la période contractuelle. En cas d'activation non conforme, des pénalités sont appliquées. Ces pénalités sont proportionnelles à un facteur forfaitaire ainsi qu'à la valeur absolue de l'écart entre la puissance de réglage requise et fournie. La limite supérieure des pénalités sur la période contractuelle décrite au § 2.iv est d'application.

7. Elia active l'aFRR contractée et non contractée conformément à l'Article 12.

8. Compensation des Déséquilibres

- i. L'article 146(1) du SOGL stipule que la cible de réglage du processus de Compensation des Déséquilibres vise à réduire la quantité d'activations simultanées de FRR dans des sens opposés dans les différentes zones RFP participantes, au moyen d'un échange de puissance permettant la Compensation des Déséquilibres.
- ii. Conformément à l'article 22(3) de l'EBGL, le cadre de mise en œuvre de la Compensation des Déséquilibres⁵ inclut le contenu minimum pour le processus de Compensation des Déséquilibres sur la plateforme européenne.
- iii. En vertu de l'article 22(5) de l'EBGL, les GRT sont tenus d'appliquer le processus de Compensation des Déséquilibres au plus tard un an après que le cadre de mise en œuvre de Compensation des Déséquilibres est approuvé.

⁵ Le cadre de mise en œuvre de la Compensation des Déséquilibres a été soumis à l'ACER pour approbation. La décision de l'ACER est attendue en juin 2020.

- iv. Elia prévoit d'implémenter le processus de Compensation des Déséquilibres conformément à l'article 22(5) de l'EBGL, selon le plan de mise en œuvre, après l'approbation par l'ACER du cadre de mise en œuvre de Compensation des Déséquilibres.
 - v. Jusqu'à la mise en œuvre complète du cadre de mise en œuvre de Compensation des Déséquilibres, il convient de noter qu'Elia, en tant que membre opérationnel de l'IGCC⁶, applique déjà un processus de Compensation des Déséquilibres⁷.
9. L'impact des activations d'aFRR contractée ou non contractée ou de Compensation des Déséquilibres sur le prix de déséquilibre est décrit au TITRE 4.

Article 7. mFRR

1. Les modalités et conditions relatives aux produits mFRR sont décrites dans les T&C BSP mFRR.
2. Elia peut conclure avec des GRT voisins des contrats d'échange d'énergie pour la régulation à la hausse ou à la baisse du Bloc RFP Elia.
 - i. Dans le cadre de ces contrats, la mise à disposition de mFRR s'effectue sur une base bilatérale, symétrique et volontaire entre Elia et les GRT voisins. Ce cadre permet à Elia de faciliter le partage des réserves. La disponibilité des réserves de mFRR correspondantes n'est ni rémunérée ni garantie.
 - ii. Lorsqu'Elia active les Offres d'Énergie mFRR à la demande d'un GRT voisin, les Offres d'Énergie mFRR sont réglées selon les modalités décrites dans les T&C BSP mFRR.
 - iii. Le prix et la procédure de règlement de l'énergie activée dans le cadre des accords de partage de mFRR entre les GRT concernés font l'objet d'une convention bilatérale entre Elia et le GRT concerné.
3. Elia active la mFRR contractée et non contractée et la mFRR disponible par le biais d'accords de partage conformément à l'Article 13.
4. L'impact des activations de mFRR contractée ou non contractée ou de l'activation d'accords de partage de mFRR à la demande d'Elia sur le prix de déséquilibre est décrit au TITRE 4.

⁶ L'International Grid Control Cooperation (IGCC) est le projet de mise en œuvre sélectionné par le Comité de Marché d'ENTSO-E en février 2016 ; il est amené à devenir la future Plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres (Plateforme CD) telle que définie à l'article 22 de l'EBGL.

⁷ Publié sur le site Web d'ENTSO-E (https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/)

Article 8. Ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles

1. Dans des circonstances exceptionnelles et conformément à l'Article 14, Elia peut faire appel à des ressources supplémentaires comme décrit au § 2 et au § 3.
2. Unités avec Limitations Techniques
 1. Conformément à l'article 7(2) du LFC BOA, Elia peut, dans des circonstances exceptionnelles, activer des unités ou des groupes fournissant des réserves qui ne peuvent pas être activés par les processus FRR (ci-après dénommées "**Unités avec Limitations Techniques**"), par le biais d'une mesure distincte décrite à l'Article 14 (1).
 2. Elia fait appel aux Unités avec Limitations Techniques qui, en application de l'article 226 §1 du Règlement Technique Fédéral, mettent à la disposition d'Elia la puissance active disponible restante (c'est-à-dire toutes les unités de production et unités de stockage asynchrones d'une puissance nominale de 25 MW ou plus, quelle que soit leur réactivité en vertu des exigences des produits d'équilibrage).
 3. L'activation des Unités avec Limitations Techniques à des fins d'équilibrage est réglée par les modalités décrites dans le Contrat CIPU.
3. Unité de réserve stratégique en fonctionnement

Dans le cas d'une unité de réserve stratégique en fonctionnement, à savoir une unité en phase de livraison effective telle que définie au chapitre 7 des Règles RS, Elia peut activer la marge disponible à la hausse (le cas échéant, calculée comme la différence entre la puissance maximum disponible sur l'unité et le point de consigne demandé pour l'activation de la SGR) à des fins d'équilibrage, avant l'activation du plan de délestage et conformément à l'Article 14 (2) et aux Règles RS.

TITRE 3 Utilisation des ressources d'équilibrage pour maintenir l'équilibre du Bloc RFP Elia.

Article 9. Concept de liste de "merit order" pour les Offres d'Énergie aFRR

1. En jour J-1, après réception de toutes les offres, Elia sélectionne parmi celles-ci, sur base quart-horaire, une puissance de réglage souhaitée à la fois à la hausse et à la baisse. Cette puissance de réglage fait l'objet d'une "limite supérieure" égale à la puissance totale réservée sur la période concernée. Cette sélection s'effectue selon un "merit order" économique. La puissance ainsi sélectionnée peut-être composée de puissance à la fois contractée et non contractée.
2. Les offres de puissance de réglage à la hausse sont ainsi rangées du prix la plus basse à l'offre de prix la plus haute; la sélection s'effectue en choisissant parmi celles-ci, les offres les plus avantageuses à concurrence de la valeur de puissance souhaitée.

3. Un merit order identique est mis en œuvre pour les offres de puissance de réglage à la baisse, dans lequel le classement des offres se fait de l'offre de prix la plus haute (rémunération d'Elia par le BSP) à l'offre de prix plus basse.
4. La sélection peut donc être établie sur base d'offres d'un ou de plusieurs BSPs offrant de la puissance dans le cadre du réglage aFRR. Elle peut également être différente pour un quart d'heure donné, pour le réglage à la hausse et le réglage à la baisse.
5. Les volumes offerts qui n'ont pas été retenus (complètement ou en partie) pour l'activation de la puissance de réglage secondaire sont traitées comme des Offres d'Énergie d'équilibrage non-contractée à la baisse ou à la hausse comme décrit dans les T&C BSP mFRR.

Article 10. Concept de liste de "merit order" pour les Offres d'Énergie mFRR

6. Les Offres d'Énergie peuvent être sélectionnées, sur base quart-horaire, par Type de Réserve, pour être activées selon un concept de liste de "merit order" ("MOL") classant les Offres d'Énergie pour réglage à la hausse (du prix d'activation le plus bas au plus élevé) ou à la baisse (du prix d'activation le plus élevé au plus bas) et en suivant les règles définies à l'Article 13 pour les Offres d'Énergie mFRR.

Article 11. Activation de FCR

1. La FCR est automatiquement activée en fonction de l'écart de fréquence par rapport à 50 Hz. En conséquence, tous les BSP fournissant de la FCR sont activés simultanément et proportionnellement à l'écart de fréquence, conformément aux T&C BSP FCR.

Article 12. Sélection et activation d'Offres d'Énergie aFRR

1. La répartition entre les différents BSPs, des offres ainsi sélectionnées, est déterminante à chaque quart d'heure pour le pilotage de la puissance de réglage aFRR. Ce pilotage s'effectue via le signal de réglage "delta_P_{R2}", suivi au niveau du dispatching national d'Elia. Ce signal est basé sur l'ACE et est déterminé par un régulateur aFRR automatique. Il est envoyé toutes les 10 secondes vers les fournisseurs sélectionnés.
2. Pour un quart d'heure donné, le signal de réglage est envoyé au prorata⁸ de la part de chaque BSP dans la sélection. Ce prorata peut éventuellement être différent en qui concerne la puissance de réglage à la baisse et la puissance de réglage à la hausse. Le signal est calculé pour chaque BSP sélectionné et est envoyé globalement à celle-ci, pour

⁸ La répartition prorata a pour avantage que plusieurs unités de production peuvent être alignées en même temps ce qui permet de fournir plus rapidement la puissance de réglage secondaire et une réduction plus rapide du déséquilibre avec pour conséquence, une limitation du volume d'énergie activée et du coût.

la part qui la concerne, c'est-à-dire pour l'ensemble des unités de production concernées par ce service et sélectionnées en J-1.

3. Le signal "delta_P_{R2}" envoyé par Elia à un BSP sélectionné concerne l'ensemble du parc de production prévu par celle-ci en jour J-1 pour le réglage aFRR. Le BSP est toutefois libre de réorganiser son portefeuille et de réaliser le réglage demandé avec n'importe laquelle de ces unités reprise dans son contrat tant que:
 - le volume global mis à la disposition d'Elia pour les services aFRR corresponde à la somme des volumes des offres sélectionnées pour J-1 et
 - la réaction totale fournie est conforme aux spécifications contractuelles, et en particulier à la vitesse de rampe correspondant à la mobilisation parallèle de l'ensemble des offres sélectionnées en J-1.
4. Elia dispose d'informations en temps réel à la participation aux services aFRR de chaque unité (mesures et signaux échangés en temps réel entre Elia et le BSP).

Article 13. Sélection et activation d'Offres d'Énergie mFRR

1. De manière générale, Elia analyse la nécessité d'une éventuelle activation de la mFRR conformément à l'article 145(5) du SOGL et en fonction du Déséquilibre du Système du Bloc RFP Elia au cours des 10 dernières minutes au moins et du niveau d'aFRR activée. Par exemple, en fonction du Déséquilibre du Système, Elia peut activer des Offres d'Énergie mFRR pour maintenir l'ACE à un niveau acceptable et/ou pour soulager l'aFRR en cas de saturation (c'est-à-dire de l'activation complète du volume d'aFRR disponible).
2. Elia détermine la nécessité d'activer la mFRR visée au §1 sur la base du Déséquilibre du Système du Bloc RFP Elia, en tenant compte de toutes les données pertinentes telles que la production, les erreurs de prévision de charge, les erreurs de prévision de production d'énergie renouvelable, les variations d'échanges transfrontaliers d'énergie pour les périodes concernées, en fonction de la situation, des volumes d'aFRR disponibles pour le quart d'heure en cours et le quart d'heure suivant et la réaction attendue du BRP dans le contexte de l'équilibrage réactif.
3. Le cas échéant, si elle est disponible, la mFRR est activée dans l'ordre suivant et selon les règles suivantes:
 1. Elia active les Offres d'Énergie mFRR non contractées et les Offres d'Énergie mFRR contractées en tant que mFRR Standard selon un mécanisme d'activation de "merit order" technico-économique, à savoir basé sur la MOL économique telle que définie à l'Article 10, tout en tenant compte des propriétés techniques des Offres d'Énergie mFRR telles que définies dans les T&C BSP mFRR.
 2. En cas d'épuisement des ressources mFRR définies au point 1, Elia active les Offres d'Énergie mFRR contractées en tant que mFRR Flex selon un mécanisme d'activation de "merit order" technico-économique, à savoir basé sur la MOL

économique définie à l'Article 10, tout en tenant compte des propriétés techniques des Offres d'Énergie mFRR telles que définies dans les T&C BSP mFRR.

3. En cas d'épuisement des ressources mFRR définies au point 2, Elia active les accords de partage de mFRR.
4. Si une Offre d'Énergie mFRR est liée à une Unité Technique CIPU à l'arrêt, les coûts de démarrage de l'unité sont inclus dans le prix d'activation utilisé pour créer la MOL pour les activations décrites au §3 (1) et au §3 (2), et ce, uniquement pour le premier quart d'heure d'activation. Dans ce cas, le calcul du prix d'activation, exprimé en €/MWh, s'effectue comme suit:

$$\text{Coût d'activation} = \text{prix offert mFRR} + ([\text{coûts de démarrage}/P_{\text{max}}] * x)$$

Où:

- Prix offert mFRR : prix de l'Offre d'Énergie mFRR pour le réglage à la hausse de l'Unité Technique CIPU concernée, exprimé en €/MWh.
- Coûts de démarrage : les coûts de démarrage de l'Unité Technique CIPU tels que déterminés dans les T&C BSP mFRR, exprimés en €.
- Pmax : la capacité maximale de l'Unité Technique CIPU telle que déterminée dans le Contrat CIPU, exprimée en MW.
- Le facteur "x" est égal à 4, car l'Unité Technique CIPU concernée peut démarrer en 15 minutes.

Pour les Points de Livraison DP_{PG}, le coût de démarrage est inclus dans le prix de l'offre (enchère explicite). Par conséquent, le calcul du coût d'activation en cas de démarrage n'est pas requis.

5. Dans le cadre de ses activations de mFRR, Elia peut tenir compte des éléments suivants :
 - a. L'impact des activations sur la sécurité du réseau, ce qui signifie qu'Elia peut déclarer la ou les Offre(s) d'Énergie mFRR indisponible(s), comme décrit dans les T&C BSP mFRR.
 - b. La nécessité de maintenir un niveau de production minimum sur certaines Unités Techniques fournissant d'autres services d'équilibrage ou de réglage de la tension afin d'assurer la sécurité et la fiabilité du système à tout moment.
6. Chaque fois qu'une Offre d'Énergie mFRR disponible n'est pas activée conformément aux §1-5, Elia envoie à la CREG endéans les 3 semaines un rapport décrivant les Offres d'Énergie mFRR concernées avec la justification de la dérogation aux règles énoncées ci-dessus.

Article 14. Activation de ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles

1. Si les volumes activés conformément à l'Article 12 et à l'Article 13 ne sont pas suffisants, Elia peut activer des Unités avec Limitations Techniques conformément à l'article 7⁹ du LFC BOA et à l'Article 8 (1).

- a. Elia active les Unités avec Limitations Techniques en visant l'efficacité technico-économique, à savoir à moindre coût compte tenu des contraintes du système, et donc de la disponibilité et des propriétés techniques des unités concernées, en visant les coûts d'activation les plus faibles.
- b. En cas d'activation d'une Unité avec Limitations Techniques à l'arrêt, le coût d'activation, exprimé en €/MWh, est calculé comme suit :

$$\text{Coût d'activation} = \text{Prix offert} + ([\text{coût de démarrage}/P_{\text{max}}] * x)$$

Où:

- Prix offert : prix de l'Offre d'Énergie pour le réglage à la hausse via l'unité avec Limitations Techniques concernée, soumis dans le cadre de la procédure de nomination (avec éventuelles mises à jour infra journalières) tel que décrit dans le Contrat CIPU, exprimé en €/MWh.
- Coûts de démarrage : les coûts de démarrage de l'Unité avec Limitations Techniques concernée tels que déterminés dans le Contrat CIPU, exprimés en €.
- Pmax : la puissance maximale de l'Unité avec Limitations Techniques telle que déterminée dans le Contrat CIPU, exprimée en MW.
- Le facteur "x" est égal à 1 pour les Unités avec Limitations Techniques qui ne peuvent pas activer la puissance requise dans les 15 minutes.

c. En outre, les règles suivantes s'appliquent:

- I. Toute annulation d'activation d'une Unité avec Limitations Techniques à l'arrêt avant le début de la période d'activation donne lieu à une rémunération des coûts de démarrage, sans préjudice des autres conditions énoncées ci-dessous.
- II. Les coûts de démarrage ne seront pas appliqués en cas de prolongation d'une activation d'offre.
- III. Les coûts de démarrage ne sont pas appliqués s'il est programmé que l'Unité avec Limitations Techniques concernée soit mise en service pendant l'un des

⁹À la date d'entrée en vigueur de ces Règles d'Équilibrage, cette activation est énoncée à l'article 7 "Mesures visant à réduire le FRCE, consistant à exiger la modification de la production ou de la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation, conformément à l'article 152(16) du SOGL" du LFC BOA approuvé le 6 décembre 2019.

quarts d'heure d'activation, le quart d'heure avant ou après l'activation selon le dernier programme défini dans le cadre du Contrat CIPU.

- IV. Dans le cas particulier d'une Unité Technique avec plusieurs unités de production (telles que défini dans le Contrat CIPU):
 - I. Les coûts de démarrage ne sont pas appliqués s'il est prévu qu'au moins une des unités de production de l'Unité Technique soit mise en service pendant l'un des quarts d'heure d'activation, le quart d'heure avant ou après l'activation selon le dernier programme défini dans le cadre du Contrat CIPU.
 - II. Si différents coûts de démarrage sont possibles pour une Unité Technique CIPU en fonction de la configuration de la ou des Unité(s) Technique(s) CIPU sélectionnée(s), la configuration dont le rapport coûts de démarrage/Pmax est le plus faible est prise en compte.
2. Si les volumes activés conformément à l'Article 12, à l'Article 13 et à l'Article 14 (1) sont insuffisants, Elia peut activer la marge disponible sur les unités de réserve stratégique en fonctionnement conformément à l'Article 8 (3) et selon la sélection technico-économique déterminée pour l'activation de la SGR conformément aux Règles RS.

TITRE 4 Impact de l'utilisation des ressources d'équilibrage sur les tarifs de déséquilibre

Article 15. Généralités

1. Les tarifs de déséquilibre sont déterminés selon les modalités décrites dans les Règles d'Équilibrage et dans la proposition tarifaire et peuvent être modifiés selon les règles applicables si la réserve stratégique est utilisée comme décrit au point 6.7 des Règles RS.
2. Le Prix Marginal des activations à la hausse et le Prix Marginal des activations à la baisse sont utilisés pour déterminer les prix pour la compensation des déséquilibres comme décrit dans la proposition tarifaire.

Article 16. Détermination du Déséquilibre du Système

1. Le Déséquilibre du Système ("SI"), tel que défini dans la proposition tarifaire est déterminé pour chaque quart d'heure et est égal à l'Écart de Réglage de Zone ("ACE") moins le Volume de Réglage Net ("NRV").

$$SI = ACE - NRV$$

2. Volume de Réglage Net :

Le Volume de Réglage Net pendant le quart d'heure j (NRV_j) est calculé comme suit :

$$NRV_j = GUV_j + SRV_j - GDV_j$$

Où

- i. SRV_j : volume de réserve stratégique activé, soit la somme des volumes d'énergie activés par Elia sur les unités RS pendant un quart d'heure j
- ii. GUV_j : le Volume de Réglage Brut à la hausse pendant le quart d'heure j, exprimé en MW
- iii. GDV_j : le Volume de Réglage Brut à la baisse pendant le quart d'heure j, exprimé en MW

3. Volume de Réglage Brut à la hausse

Le Volume de Réglage Brut à la hausse pendant le quart d'heure j (GUV_j) est la somme de l'ensemble des activations de réglage à la hausse demandées par Elia au cours d'un quart d'heure donné, exprimé en MW.

$$\begin{aligned}
 GUV_j = & IMP_{iGCC,j} + \sum_{k=activated\ BSPs} \int_{j=q_h} Delta_PR2_{up,act,BSP\ k,j} dt \\
 & + \sum_{k=activated\ bids} \int_{j=q_h} mFRR_{up,act,bid\ k,j} dt \\
 & + \sum_{k=activated\ bids} \int_{j=q_h} Units\ with\ Technical\ Limitation_{up,act,bid\ k,j} dt
 \end{aligned}$$

où

- $IMP_{iGCC,j}$: le volume importé par Elia dans le cadre de la Compensation des Déséquilibres, au cours du quart d'heure j, exprimé en MW.
- $\int_{q_h=j} Delta_PR2_{up,act,BSP\ k,j}$: l'intégrale de $Delta_PR2$ à la hausse par BSP k, pendant le quart d'heure j, exprimée en MW.
- $\int_{j=q_j} mFRR_{up,act,bid\ k,j} dt$: l'intégrale du volume d'activation à la hausse demandé pour l'Offre d'Énergie mFRR k, activée par Elia au cours du quart d'heure j, y compris le partage de mFRR avec d'autres GRT, exprimée en MW.
- $\sum_{k=activated\ bids} \int_{j=q_h} Units\ with\ Technical\ Limitation_{up,act,bid\ k,j} dt$: l'intégrale du volume d'activation à la hausse demandé pour l'Offre d'Énergie k d'une Unité avec Limitation Technique¹⁰, activée par Elia au cours du quart d'heure j, exprimée en MW.

¹⁰ Dans le cadre de la procédure de gestion des tempêtes, le volume compris entre 0 MW et Pmin activé ex ante sur les Unités avec Limitations Techniques dans le cadre de la procédure de fallback ne sera pas pris en compte dans la détermination du GUV.

4. Volume de Réglage Brut à la baisse

Le Volume de Réglage Brut à la baisse pendant le quart d'heure j (GDV_j) est la somme de l'ensemble des activations de réglage à la baisse demandées par Elia au cours d'un quart d'heure donné, exprimé en MW.

$$\begin{aligned}
 GDV_j &= EXP_{iGCC,j} + \sum_{k=activated\ BSP} \int_{j=q_h} \Delta_{PR2_{down,act,BSP\ k,j}} dt \\
 &+ \sum_{k=activated\ bids} \int_{j=q_h} mFRR_{down,act,bid\ k,j} dt \\
 &+ \sum_{k=activated\ bids} \int_{j=q_h} Units\ with\ Technical\ Limitation_{down,act,bid\ k,j} dt
 \end{aligned}$$

où

- $EXP_{iGCC,j}$: le volume exporté par Elia dans le cadre de la Compensation des Déséquilibres, au cours du quart d'heure j, exprimé en MW.
- $\int_{q_h=j} \Delta_{PR2_{down,act,BSP\ k,j}}$: l'intégrale de Δ_{PR2} à la baisse par BSP k, au cours du quart d'heure j, exprimée en MW.
- $\int_{j=q_j} mFRR_{down,act,bid\ k,j} dt$: l'intégrale du volume d'activation à la baisse demandé pour l'Offre d'Énergie mFRR k, activée par Elia au cours du quart d'heure j, y compris le partage de mFRR avec d'autres GRT, exprimée en MW.
- $\sum_{k=activated\ bids} \int_{j=q_h} Units\ with\ Technical\ Limitation_{down,act,bid\ k,j} dt$: l'intégrale du volume d'activation à la baisse demandé pour l'Offre d'Énergie k d'une Unité avec Limitation Technique, activée par Elia au cours du quart d'heure j, exprimée en MW.

5. Les Offres d'Énergie activées dans le cadre de la gestion de la congestion au sein du Bloc RFP Elia ne sont pas prises en compte dans le Volume de Réglage Brut à la baisse et le Volume de Réglage Brut à la hausse.

Article 17. Détermination du Prix Marginal des activations à la hausse

1. Le Prix Marginal des activations à la hausse pendant le quart d'heure j (MIP_j) correspond au maximum des prix de réglage à la hausse respectifs des différentes ressources d'équilibrage, tels que décrits au §2, activées par Elia au cours du quart d'heure j afin de maintenir l'équilibre du Bloc RFP. Ces ressources d'équilibrage peuvent être :
 - a. Importations d'énergie par Compensation des Déséquilibres
 - b. aFRR

- i. Offres d'Énergie à la hausse non contractées
 - ii. Offres d'Énergie à la hausse contractées
 - c. mFRR :
 - i. Offres d'Énergie à la hausse non contractées
 - ii. Offres d'Énergie à la hausse contractées à partir de "mFRR Standard" et "mFRR Flex"
 - iii. Accords de partage de mFRR
 - d. Unités avec Limitations Techniques
2. Le prix du réglage à la hausse de chacune de ces ressources est déterminé comme suit :
 - a. Le prix du réglage à la hausse pour la Compensation des Déséquilibres est égal au prix du réglage à la hausse de l'aFRR, tel que décrit au §2 (b).
 - b. Le prix du réglage à la hausse de l'aFRR:

étant donnée la répartition du signal aFRR au prorata de la part de chaque BSP dans la sélection J-1, et étant donnée l'obligation contractuelle d'une vitesse de rampe correspondant à la mobilisation parallèle de l'ensemble des offres sélectionnées chez chaque BSP, le réglage aFRR peut être considéré comme fourni en totalité par une unité de production équivalente, constituée de la somme des offres sélectionnées en J-1. Le prix marginal à la hausse, pour Elia, de l'activation de cette unité équivalente est égal à la moyenne pondérée par les volumes du prix des offres de réglage à la hausse sélectionnées pour le réglage aFRR en J-1.
 - c. Le prix du réglage à la hausse de la mFRR est égal au prix marginal des Offres d'Énergie mFRR activées pour la régulation à la hausse.

Le prix du réglage à la hausse des accords de partage de mFRR entre GRT correspond au prix convenu de l'énergie échangée tel que défini dans les contrats bilatéraux établis avec les autres GRT.
 - d. Pour les Unités avec Limitations Techniques, le prix du réglage à la hausse correspond au prix d'activation le plus élevé, en tenant compte du coût de démarrage tel que décrit à l'Article 14(1)b de l'énergie à la hausse activée sur une Unité avec Limitations Techniques à des fins d'équilibrage¹¹.
3. Les Offres d'Énergie activées dans le cadre de la gestion de la congestion ne sont pas reprises dans le calcul du prix du réglage à la hausse de l'équilibre du Bloc RFP Elia et n'ont donc pas d'impact direct sur la détermination du prix de compensation des déséquilibres quart-horaires.

¹¹ Dans le cadre de la procédure de gestion des tempêtes, les coûts associés au démarrage ex ante d'une Unité avec Limitations Techniques (procédure de fallback) ne seront pas pris en compte dans la détermination du prix de la régulation à la hausse.

4. L'activation de FCR n'a pas d'incidence sur le Prix Marginal des activations à la hausse.
5. Les Offres d'Énergie mFRR activées à la hausse par Elia à la demande d'un GRT voisin ne sont pas prises en compte dans le calcul du Prix Marginal des activations à la hausse pour la Belgique.
6. L'impact de la SGR sur les tarifs de déséquilibre est décrit au §6.7 des Règles RS.

Article 18. Détermination du Prix Marginal des activations à la baisse

1. Le Prix Marginal des activations à la baisse pendant le quart d'heure j (MDP_j) correspond au minimum des prix de réglage à la baisse respectifs des différentes ressources d'équilibrage, tels que décrits au §2, activées par Elia au cours du quart d'heure j afin de maintenir l'équilibre du Bloc RFP. Ces ressources d'équilibrage peuvent être :
 - a. Exportations d'énergie par Compensation des Déséquilibres
 - b. aFRR
 - i. Offres d'Énergie à la baisse non contractées
 - ii. Offres d'Énergie à la baisse contractées
 - c. mFRR :
 - i. Offres d'Énergie à la baisse non contractées
 - ii. Accords de partage de mFRR
 - d. Unités avec Limitations Techniques
2. Le prix du réglage à la baisse de chacune de ces ressources est déterminé comme suit :
 - a. Le prix du réglage à la baisse pour la Compensation des Déséquilibres est égal au prix du réglage à la baisse de l'aFRR tel que décrit au §2 (b).
 - b. Le prix du réglage à la baisse de l'aFRR:

étant donnée la répartition du signal aFRR au prorata de la part de chaque BSP dans la sélection J-1, et étant donnée l'obligation contractuelle d'une vitesse de rampe correspondant à la mobilisation parallèle de l'ensemble des offres sélectionnées chez chaque BSP, le réglage aFRR peut être considéré comme fourni en totalité par une unité de production équivalente, constituée de la somme des offres sélectionnées en J-1. Le prix marginal à la baisse pour Elia de l'activation de cette unité équivalente est égal à la moyenne pondérée par les volumes du prix des offres de réglage à la baisse sélectionnées pour le réglage aFRR en J-1.
 - c. Le prix du réglage à la baisse de la mFRR est égal au prix marginal des Offres d'Énergie mFRR activées pour le réglage à la baisse.

Le prix du réglage à la baisse des accords de partage de mFRR correspond au prix convenu de l'énergie échangée tel que défini dans les contrats bilatéraux établis avec les autres GRT.

- d. Le prix du réglage à la baisse pour les Unités avec Limitations Techniques correspond au prix d'activation le plus bas de l'énergie à la baisse activée sur une Unité avec Limitations Techniques à des fins d'équilibrage.
3. Les Offres d'Énergie activées dans le cadre de la gestion de la congestion ne sont pas incluses dans le calcul du prix du réglage à la baisse de l'équilibre du Bloc RFP Elia et n'ont donc pas d'impact direct sur la détermination du prix de compensation des déséquilibres quart-horaires.
4. L'activation de FCR n'a pas d'incidence sur le Prix Marginal des activations à la baisse.
5. Les Offres d'Énergie mFRR activées à la baisse par Elia à la demande d'un GRT voisin ne sont pas prises en compte dans le calcul du Prix Marginal des activations à la baisse pour la Belgique.

Article 19. Règles relatives au prix offert dans les Offres d'Énergie

1. Les T&C BSP mFRR peuvent imposer un prix maximum aux Offres d'Énergie pour activation à la hausse et/ou un prix minimum aux Offres d'Énergie pour activation à la baisse.
2. Chaque fois que le prix d'une Offre d'Énergie pour activation à la hausse (ou à la baisse) atteint 100 % du prix maximum (ou atteint 100 % du prix minimum), Elia envoie à la CREG, dans un délai de trois semaines, un rapport indiquant le volume et le prix des Offres d'Énergie pour activation sur un intervalle de temps couvrant au minimum la période débutant 12 heures avant le (premier) quart d'heure du jour où le prix maximum est atteint (ou du jour où le prix minimum est offert) et se terminant 12 heures après le (dernier) quart d'heure où le prix maximum est atteint (ou le prix minimum est offert) ; ce rapport analyse également les circonstances qui ont conduit le marché à proposer de tels prix.
3. Suite à l'envoi d'un tel rapport à la CREG, ou en cas de modification de la valeur minimale du tarif de déséquilibre lors de l'activation de la réserve stratégique en cas de déséquilibre structurel tel que défini dans la proposition tarifaire approuvée par la CREG, Elia peut fournir à la CREG une nouvelle proposition de T&C BSP mFRR comprenant un ajustement du prix maximum ou minimum des Offres d'Énergie.

TITRE 5 Publication d'informations

Article 20. Publication sur la Plateforme de Transparence d'ENTSO-e

1. Conformément à l'article 17 du Règlement Transparence et à l'article 12 de l'EBGL, Elia publie des informations sur la Plateforme de Transparence d'ENTSO-e.

Article 21. Publication sur le site Web d'Elia

1. Sur son site Web, Elia publie des informations relatives au Déséquilibre du Système, au prix de déséquilibre, à la capacité d'équilibrage et à l'énergie d'équilibrage similaires aux

informations publiées sur la Plateforme de Transparence d'ENTSO-e, comme décrit à l'Article 20, avec les spécificités supplémentaires suivantes:

- Les publications d'Offres d'Énergie aFRR et mFRR, sous forme à la fois agrégée et individuelle, ont lieu à partir du jour J-1 avec des mises à jour toutes les heures tout au long du jour D.
- Elia publie des informations sur toutes les offres de capacité individuelles offertes des BSPs contractés par Elia, et pas uniquement sur les offres de capacité qui ont été entièrement ou partiellement achetées.

Comme décrit au TITRE 4, les données à mettre à disposition du marché relatives aux activations de puissance de réglage demandées par Elia dans le cadre de la compensation de déséquilibres quart-horaires sont publiées :

- 15 minutes après le quart d'heure concerné, de manière non-validée
- Le premier jour ouvrable qui suit le 15^{ème} jour calendrier qui suit le mois du quart d'heure concerné, de manière validée

Ces données quart-horaires sont également utilisées dans la formation des prix pour la compensation des déséquilibres, comme décrit dans la proposition tarifaire.

2. Sur son site Web, Elia publie des informations relatives à la capacité d'équilibrage à acheter conformément au LFC Means.
3. Outre les informations énumérées aux paragraphes 1 et 2, Elia publie sur son site Web les informations suivantes :
 - a) Prix marginaux d'énergie d'équilibrage mFRR offerts
 - b) Prix moyens pondérés de l'énergie d'équilibrage aFRR offerte et sélectionnée par Elia en J-1 dans le cadre de la régulation à la hausse et à la baisse.
 - c) Prix marginaux d'énergie d'équilibrage offerts, par niveau de volume
 - d) Informations par minute, publiées cumulativement pendant le quart d'heure concerné et, si cela s'avère techniquement possible, avec un retard maximum de 2 minutes, concernant:
 - i. Les volumes et prix de l'énergie d'équilibrage activée par Type de Réserve
 - ii. Le prix de déséquilibre
 - iii. Le Volume de Réglage Net

Les publications par minute sont des valeurs non validées.

TITRE 6 Rapports et monitoring

Article 22. Offres de capacité

1. Le rapport de monitoring des enchères quotidiennes comprend, sous forme de tableau:
 - a. Les volumes contractés via l'enchère régionale quotidienne, par BSP pour la FCR ;
 - b. Les volumes contractés via l'enchère locale hebdomadaire pour l'aFRR, par BSP et par Type de Réserve;
 - c. Les volumes contractés via l'enchère locale quotidienne, par BSP et par Type de Réserve pour la mFRR ;
 - d. Le prix moyen contracté par le biais des enchères hebdomadaires locales pour l'aFRR, par BSP et Type de Réserve;
 - e. Le prix moyen contracté par le biais des enchères quotidiennes locales, par BSP et par Type de Réserve pour la mFRR par CCTU ;
 - f. Le prix marginal contracté par le biais des enchères quotidiennes régionales, par BSP pour la FCR.
2. Elia prévoit également de transmettre quotidiennement à la CREG les données détaillant les offres de FCR et de mFRR, en fonction de la période d'achat concernée.
3. Elia prévoit également de transmettre hebdomadaire à la CREG les données détaillant les offres d'aFRR, en fonction de la période d'achat concernée.
4. Ces informations, agrégées sur une base mensuelle, sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 23. Marché secondaire

1. Le monitoring du marché secondaire des capacités d'équilibrage vise spécifiquement le suivi du transfert d'obligation entre BSP. Il est inclus dans le rapport statistique :
 - a. Nombre de quarts d'heure avec transfert d'obligation par paire de BSP et par Type de Réserve;
 - b. Volume d'obligations transférées par paire de BSP et par Type de Réserve.
2. Elia prévoit également de transmettre à la CREG le volume d'obligations transférées par quart d'heure sur le marché secondaire par paire de BSP et par Type de Réserve.
3. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 24. Offres d'Énergie

1. Les éléments énumérés ci-dessous font l'objet d'un monitoring au travers des indicateurs suivants:
 - a. Disponibilité de l'aFRR et de la mFRR.
 - i. La disponibilité globale des réserves d'équilibrage par Type de Réserve et la mesure dans laquelle les volumes réservés par Elia ont effectivement été disponibles.

- ii. Le monitoring est effectué à l'aide d'un tableau et d'un graphique indiquant la disponibilité mensuelle minimale, maximale et moyenne de l'énergie pour le réglage à la hausse et à la baisse, par Type de Réserve, au cours des 12 mois précédents.
 - b. Prix offert pour l'aFRR et la mFRR.
 - i. L'évolution du prix de l'Offre d'Énergie par Type de Réserve.
 - ii. Le monitoring est effectué à l'aide de tableaux et de graphiques indiquant les prix mensuels maximum, minimum et moyens de l'Offre d'Énergie pour chaque Type de Réserve sur les 12 mois précédents.
 - c. Concentration de l'offre d'aFRR et de mFRR.
 - i. La puissance de réglage offerte par les différents BSP.
 - ii. Le monitoring est établi sur la base d'un tableau présentant les volumes offerts (en termes absolus et relatifs) par BSP au cours des 12 mois précédents, toutes réserves confondues. L'évolution des volumes relatifs offerts au cours de ces 12 mois est représentée visuellement sous la forme d'un graphique pour chaque BSP.
 - d. Offres d'Unités avec Limitations Techniques.
2. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 25. IGCC

1. Les indicateurs suivants relatifs à l'utilisation d'IGCC sont inclus dans le rapport à l'intention de la CREG:
 - a. Monitoring des prix de règlement des échanges d'énergie par l'IGCC : celui-ci s'effectue au moyen d'un tableau et d'un graphique indiquant le prix mensuel maximum, minimum et moyen des échanges IGCC au cours des 12 mois précédents.
 - b. Les données quart-horaires relatives aux volumes échangés et aux prix des échanges sont également fournies à la CREG dans le cadre du transfert mensuel des données quart-horaires précitées.
2. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 26. Activation

1. Le monitoring des activations a pour but de vérifier le fonctionnement du mécanisme d'équilibrage.
2. Les éléments énumérés ci-dessous font l'objet d'un monitoring au travers des indicateurs suivants:
 - a. Volumes activés d'aFRR et de mFRR.
 - i. L'évolution des volumes activés pour chaque Type de Réserve et les volumes échangés par le biais de l'IGCC par Elia.
 - ii. Le monitoring de l'évolution au cours des 12 mois précédents des volumes activés/échangés par Type de Réserve/pour l'IGCC s'effectue

à l'aide d'un tableau et d'un graphique indiquant, pour chaque mois, le total des volumes activés par Type de Réserve et le total des volumes échangés par l'IGCC.

b. Activation des offres d'Unités avec Limitations Techniques.

c. Volume de Réglage Net

Le monitoring de l'évolution du NRV s'effectue au moyen d'un graphique indiquant, pour chacun des 12 mois précédents, la puissance quart-horaire moyenne correspondant à ce Volume de Réglage Net. Ce graphique indique la compensation effectuée par Elia du déséquilibre global des BRP au niveau du Bloc RFP.

3. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 27. Prix de Déséquilibre

1. Les composantes du Prix de Déséquilibre font partie du monitoring du fonctionnement du mécanisme d'équilibrage dans son ensemble.
2. Les composantes énumérées ci-dessous font l'objet d'un monitoring au travers des indicateurs suivants:

a. Prix de Déséquilibre

Ce suivi s'effectue sous la forme de:

- un graphique indiquant la distribution des prix de compensation des déséquilibres quart-horaires négatifs entre le 1^{er} janvier et la fin du mois en question ;
- un graphique indiquant la distribution des prix de compensation des déséquilibres quart-horaires positifs entre le 1^{er} janvier et la fin du mois en question ;
- un graphique et un tableau indiquant, pour les 12 mois précédents, les prix minimum, maximum et moyens de la compensation des déséquilibres quart-horaires négatifs ;
- un graphique et un tableau indiquant, pour les 12 mois précédents, les prix minimum, maximum et moyens de la compensation des déséquilibres quart-horaires positifs.

b. Relation entre les Prix de Déséquilibre et le prix du marché de l'électricité, et évolution de la composante tarifaire α .

Ce monitoring est effectué sur les 12 mois précédents via:

- i. le ratio prix de déséquilibre moyen/prix moyen du marché de référence.
- ii. la composante tarifaire α .

3. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 28. Monitoring financier du mécanisme d'équilibrage

1. Le rapport des coûts et revenus du mécanisme d'équilibrage soumis à la CREG est rédigé dans le cadre des rapports financiers communiqués à la CREG conformément aux dispositions applicables, mais hors du champ d'application des Règles d'Équilibrage.
2. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring qu'Elia établit pour la CREG.

Article 29. Monitoring de l'utilisation du mécanisme par les BRP

1. Ce type de monitoring a pour objectif de surveiller le comportement des BRP ainsi que l'utilisation qu'ils font du mécanisme d'équilibrage.
2. Dans le cadre de ce monitoring, le comportement individuel du BRP fait l'objet d'un suivi.
3. Le comportement mensuel de chaque BRP ainsi qu'une comparaison du comportement de l'ensemble des BRP entre eux au cours du mois sont visualisés sous la forme d'un graphique mensuel indiquant, pour chaque BRP, la répartition de ses déséquilibres quart-horaires ainsi que la distribution de la somme des déséquilibres de l'ensemble des BRP. Afin de suivre l'évolution de ce comportement dans le temps, le rapport trimestriel inclut trois de ces graphiques (un pour chaque mois).
4. Ces graphiques comparatifs sont établis d'une part sur la base du déséquilibre absolu de chaque BRP et d'autre part sur la base du déséquilibre rapporté de chaque BRP concernant son prélèvement alloué (ou de son déséquilibre par rapport au prélèvement qui lui est alloué). Cette dernière représentation permet une comparaison des déséquilibres synchrones de différents BRP, quelle que soit leur taille.
5. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring trimestriel qu'Elia établit pour la CREG.

TITRE 7 Dispositions finales

Article 30. Langue

La langue de référence de ces Règles d'Équilibrage est le néerlandais. Ces Règles d'Équilibrage sont également publiées en français and anglais pour information. Afin de lever tout doute, en cas de différend sur l'interprétation, la version néerlandaise prévaut sur la version française et anglaise.