

Décision

(B)1808

18 octobre 2018

Décision sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019

prise en application de l'article 233 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
1. INTRODUCTION.....	3
2. CADRE LEGAL	4
3. ANALYSE DE LA PROPOSITION	6
3.1. Consultation publique	6
3.2. Modifications par rapport à la proposition précédente	11
3.3. Réserve primaire	11
3.3.1. Méthode de détermination de la puissance de réserve primaire	12
3.3.2. Détermination de la puissance de réserve primaire.....	12
3.4. Réserves FRR à la hausse	14
3.4.1. Méthode de détermination des besoins de réserve FRR.....	14
3.4.2. Détermination des besoins de réserve FRR	18
3.4.3. Détermination des besoins de réserve aFRR.....	19
3.4.4. Détermination des besoins de réserve mFRR	20
3.4.5. Détermination des moyens de réserve FRR.....	21
3.5. Réserves FRR à la baisse	23
3.5.1. Méthode de détermination des besoins de réserve FRR.....	23
3.5.2. Détermination des besoins de réserve FRR	25
3.5.3. Détermination des besoins de réserve aFRR.....	25
3.5.4. Détermination des besoins de réserve mFRR	25
3.5.5. Détermination des moyens de réserve FRR.....	26
3.6. Considérations complémentaires de la CREG.....	28
4. DECISION	29

1. INTRODUCTION

En application de l'article 233 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine dans ce qui suit la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : ELIA) concernant la méthode d'évaluation et la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019, qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage.

Le 6 août 2018, la CREG a reçu pour approbation la proposition d'ELIA relative à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019 (ci-après : la proposition d'ELIA).

La proposition d'ELIA se compose d'une lettre d'accompagnement et de deux documents en annexe, à savoir un document sur la méthode d'évaluation et la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019 et la version de ce document indiquant les modifications par rapport à la proposition d'ELIA pour 2018.

En plus de la présente introduction, la présente décision comporte trois parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie analyse la proposition de méthode d'évaluation et de détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019. La troisième partie contient la décision en tant que telle.

La lettre d'ELIA du 6 août 2018 et ses deux annexes sont jointes en annexe de la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de Direction de la CREG lors de sa réunion du 18 octobre 2018.

Elle ne se prononce ni sur les prix, ni sur les aspects tarifaires relatifs à cette matière. Ces points feront l'objet d'une décision tarifaire distincte de la CREG.

2. CADRE LEGAL

1. Conformément à l'article 233 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), le gestionnaire de réseau évalue et détermine la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage. Il communique pour approbation à la CREG sa méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci.

La proposition qu'Elia soumet annuellement à l'approbation de la CREG en application de l'article 233 du règlement technique comportait dans le passé et comporte toujours, d'une part, la méthodologie d'estimation des volumes nécessaires pour l'année suivante et, d'autre part, les volumes qui en découlent et les règles d'achat des trois réserves précitées, qui sont qualifiés par les règlements ci-après de réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) et de réserves de restauration de la fréquence (FRR). Cette terminologie sera par conséquent utilisée dans la suite de la décision.

Le 14 septembre 2017 est entré en vigueur le règlement (UE) n° 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après : SOGL). Certains articles ont un effet différé (articles 41 à 53 et 54, alinéa 4). Ce règlement confie notamment au régulateur une compétence d'approbation par exemple de l'accord opérationnel de zone synchrone, dont font partie les règles de dimensionnement applicables aux FCR (cf. articles 6.3 (d) ii, 118.1 (a) et 153), et de l'accord opérationnel de bloc RFP, dont font partie les règles de dimensionnement des FRR (cf. articles 6.3 (e) iv, 119.1 (h) et 157.1). La proposition d'accord opérationnel de zone synchrone et la proposition d'accord opérationnel de bloc RFP concernant la Belgique doivent être soumises à l'approbation de la CREG pour le 14 septembre 2018 (articles 118.1 et 119.1). Cette dernière dispose d'un délai de six mois pour prendre une décision à ce sujet conformément à l'article 6.7 du règlement précité. L'Etat membre peut rendre un avis à ce sujet au régulateur (article 6.3). En application de l'article 6.6 du règlement précité, chaque proposition concernant les modalités et conditions ou les méthodologies comprend un calendrier de mise en œuvre. En date de la présente décision, les propositions citées n'ont pas encore été soumises à l'approbation de la CREG.

En outre, le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après : EBGL) est entré en vigueur le 18 décembre 2017. Il comporte des dispositions détaillées en matière d'équilibrage du système électrique, y compris les principes communs pour l'acquisition et le règlement de réserves de stabilisation de la fréquence (FCR), de réserves de restauration de la fréquence (FRR) et de réserves de remplacement (RR), ainsi qu'une méthodologie commune pour l'activation des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement (article 1.1). Certains de ses articles ne sont applicables qu'un an après l'entrée en vigueur de ce règlement (en particulier les articles 14, 16, 17, 28, 32, 34, 35, 36, 44 à 49, et 54 à 57). Ce règlement (UE) 2017/2195 prévoit également l'approbation par le régulateur de nombreuses modalités et conditions ou méthodologies du gestionnaire de réseau, dont certaines doivent être approuvées conjointement par toutes les autorités de régulation des Etats membres ou toutes les autorités de régulation d'une région concernée sur proposition commune des gestionnaires de réseau de transport (articles 5.2 et 5.3 de l'EBGL) et d'autres par chaque autorité de régulation de chaque Etat membre concerné sur proposition du ou des GRT d'un Etat membre (article 5.4 de l'EBGL). Ainsi, le gestionnaire de réseau est tenu de rédiger, au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du règlement précité, une proposition de modalités et conditions pour les fournisseurs de services d'équilibrage (BSP) et les responsables d'équilibre (BRP) et de la soumettre à l'approbation de la CREG, en application de l'article 4.1, de l'article 5.4.(c) et de l'article 18 du règlement (UE) 2017/2195 précité, ainsi qu'un calendrier de mise en œuvre (en général, pas plus de douze mois après l'approbation) et

une description de leur effet attendu au regard des objectifs de ce règlement (article 5.5). L'Etat membre peut rendre un avis à ce sujet au régulateur (article 5.4). Les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage doivent également contenir les règles applicables à l'acquisition de capacités d'équilibrage (articles 32.2 et 18.5 (b)). La proposition de modalités et conditions des responsables d'équilibre et des fournisseurs de services d'équilibrage a été soumise en juin à l'approbation de la CREG. Toutefois, compte tenu du calendrier, la CREG ne pourra pas prendre de décision sur cette proposition ni sur les règles à soumettre pour la procédure d'acquisition de la capacité d'équilibrage en vue de l'acquisition en temps utile des réserves pour 2019.

2. Dans l'attente de la soumission (s'agissant des propositions de règles de dimensionnement des FCR et FRR) et de l'approbation des propositions du gestionnaire de réseau relatives à l'estimation et à l'acquisition des réserves pour les années 2020 et suivantes, en application des règlements (UE) 2017/2195 et 2017/1485 et afin de garantir la continuité du contrôle régulateur sur les volumes des réserves nécessaires jusqu'à cette date, l'article 233 du règlement technique continue de confier à la CREG la compétence d'approuver le dossier relatif au volume des FCR et FRR pour l'année 2019.

Il convient de remarquer que le règlement technique fait actuellement l'objet d'une révision, en particulier pour l'harmoniser et le conformer avec l'ensemble des codes de réseau et directives européens (en matière de raccordement, d'équilibrage du système électrique, de gestion des systèmes de transport d'électricité, etc.) qui ont été établis de 2015 à 2017. Les dispositions du règlement technique actuel relatives aux services auxiliaires restent d'application pour autant qu'elles ne soient pas incompatibles avec ces codes de réseau et directives européens, en particulier le règlement (UE) 2017/2195 précité et le règlement (UE) 2017/1485.

3. La présente décision ne porte aucunement préjudice aux futures décisions que la CREG adoptera en temps voulu directement en vertu des règlements précités.

3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

4. L'analyse de la proposition comporte six parties. La première partie est relative à la consultation publique. La deuxième partie passe en revue les modifications par rapport à la dernière proposition d'ELIA concernant les réserves pour 2018, qui avait donné lieu à la décision (B)1631 de la CREG du 6 juillet 2017. La troisième partie traite de la réserve primaire, la quatrième partie des réserves secondaire et tertiaire à la hausse et la cinquième des réserves secondaire et tertiaire à la baisse. Enfin, dans la sixième partie, la CREG fait part de ses observations relatives à la proposition actuelle et émet des considérations complémentaires sur différents points dans le cadre de l'élaboration de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour les années à venir.

3.1. CONSULTATION PUBLIQUE

5. La présente décision a été adoptée sous forme de projet lors de la réunion du Comité de direction de la CREG du 6 septembre 2018.

Conformément à son Règlement d'Ordre Intérieur, la CREG a soumis ce projet de décision, accompagné de tous les documents utiles, à une consultation publique qui s'est tenue entre le 12 septembre et le 3 octobre 2018.

6. Pendant cette période, la CREG a réceptionné deux réponses, adressées le 3 octobre 2018 respectivement par Febeliec et la Febeg.

La CREG prend bonne note des réponses à la consultation et remercie les acteurs du marché qui ont répondu à sa consultation. La suite du présent titre s'attachera à répondre aux éléments de réponse ayant directement trait aux évolutions proposées par ELIA dans sa proposition soumise à l'approbation de la CREG.

7. Dans sa réponse, **Febeliec** attire l'attention sur l'utilisation impropre dans la version en néerlandais du terme *black out* visant les pannes des unités. Cette erreur de traduction est corrigée dans la version néerlandaise de la présente décision.

De plus, Febeliec attire l'attention sur les sujets suivants :

- a) Febeliec encourage la CREG et Elia à étudier les moyens légaux de socialiser comme par le passé une partie des moyens destinés à couvrir les besoins de réserve, lorsqu'un seul acteur est à l'origine du risque conduisant à disposer des réserves nécessaires pour couvrir les besoins en résultant.

La CREG a traité ce sujet dans le paragraphe 65 du projet de décision¹.

- b) Febeliec regrette qu'Elia limite à 50 MW la prise en compte des contrats de secours avec les GRT voisins, alors que ceux-ci portent chacun sur 350 MW. De plus Febeliec regrette qu'une contribution possible de NEMO Link ne soit pas prise en compte.

La CREG est consciente de la valeur basse de la limitation de la prise en compte des contrats de secours entre TSO. Elle estime qu'il s'agit d'une approche prudente dans un contexte européen en pleine mutation, notamment en ce qui concerne la capacité disponible en balancing sur les interconnexions et les échanges de capacité de réserve

¹ Paragraphe 70 de la présente décision.

entre pays voisins. Au-delà de l'aspect contractuel spécifique, ces remarques s'appliquent également à la future interconnexion à courant continu avec l'Angleterre.

- c) Febeliec regrette également qu'Elia ne prenne pas en compte les volumes des offres de réserve tertiaire non réservée dans le dimensionnement, tout comme d'ailleurs l'IGCC et la participation importante d'Elia dans ce processus.

La prise en compte des offres de réserve tertiaire non réservée a fait l'objet de discussions entre la CREG et Elia. La CREG fait remarquer que la position de Febeliec ne lui semble acceptable qu'à partir du moment où de tels volumes sont disponibles de manière suffisamment permanente pour pouvoir constituer une base de réserves disponibles sans qu'Elia ne doive les contracter, ce qui n'est pas le cas actuellement d'après les analyses d'ELIA.

Pour ce qui concerne l'IGCC, la CREG constate que cette ressource ne fait pas partie de celles dont les codes de réseau européens incluent la prise en compte dans les méthodologies de dimensionnement des réserves lorsqu'il s'agit d'une compensation des déséquilibres entre différents blocs de réglage. Leur prise en compte se fait donc uniquement au niveau de l'activation.

- d) Enfin, Febeliec prend note qu'Elia considère deux pannes par an pour Nemo-Link, mais se demande si ce n'est pas exagéré pour un actif nouveau.

La CREG demande à ELIA de vérifier le bien-fondé de ces hypothèses dans la prochaine proposition sur le dimensionnement des réserves.

8. La **Febeg** a divisé sa réponse en deux sections : une évaluation générale et des remarques et suggestions.

9. Dans son évaluation générale :

- a) La Febeg plaide pour le maintien dans le futur de la suppression de la distinction entre système global et système standard.

La CREG a déjà traité ce sujet dans le paragraphe 65 du projet de décision².

- b) La Febeg suggère de tenir compte des indisponibilités techniques des systèmes informatiques sur la disponibilité des interconnexions et par conséquent sur la disponibilité des réserves.

La CREG fait remarquer que dans son exemple, la Febeg met en avant une indisponibilité de ressources non garanties (les échanges en intraday) pour couvrir des réserves à plus long terme, ce qui ne permet de toute façon pas de couvrir les réserves contractées. La CREG estime cependant qu'ELIA devrait effectivement étudier l'impact de la disponibilité des interconnexions sur la disponibilité des réserves et le cas échéant en tenir compte dans sa prochaine proposition sur le dimensionnement des réserves.

- c) La Febeg plaide pour ne pas prendre en compte les offres libres dans les ressources à disposition d'Elia pour évaluer le volume de réserves dont elle dispose pour rencontrer ses besoins.

Ce sujet a fait l'objet de discussions entre la CREG et Elia. La CREG fait remarquer que sur le plan des principes, la position de la Febeg ne lui semble pas acceptable à partir du moment où de tels volumes sont disponibles de manière suffisamment permanente pour pouvoir constituer une base de réserves disponibles sans qu'Elia ne doive les contracter (ce qui n'est

² Paragraphe 70 de la présente décision.

pas le cas actuellement dans les analyses d'ELIA pour le réserve à la hausse). La CREG rappelle à cet égard :

- Les spécifications de l'article 32(1) de l'EBGL en matière de prise en compte des offres non contractées de FRR comme moyens pour couvrir les besoins de réserve,
- Les prescrits légaux et réglementaires belges en matière de mise à disposition du gestionnaire du réseau par les acteurs du marché des puissances non utilisées sur les unités de production de capacité supérieure ou égale à 75 MW.

De ce point de vue, la définition de ressources à faible niveau de coordonnabilité est une facilité donnée aux acteurs qui en disposent et ne constitue en rien une sorte de permission de ne pas satisfaire à ces prescrits pour ces ressources. De plus, le statut « non-coordonnable » donné aux parcs éoliens offshore l'a été pour son incapacité à faire des offres non contractées à la hausse, aussi longtemps qu'elles ne modulent pas par rapport à leur production maximale compte tenu des conditions éoliennes instantanées. Il n'y a pas de contrainte technique les empêchant de réduire leur production lors de l'activation d'offres à la baisse.

Enfin, le dimensionnement statique des réserves ne facilite pas la prise en compte des offres non contractées, étant donné la longueur de la période pour laquelle le dimensionnement est réalisé. Par la meilleure granularité temporelle des calculs, un dimensionnement à plus court terme permettra une prise en compte plus nuancée des offres de réserve non contractée.

10. Dans ses remarques et suggestions :

- a) La Febeg plaide pour une simplification des produits de R1 en argumentant que les quatre produits de la proposition actuelle fragmentent le marché et conduisent à une solution sous-optimale.

La CREG ne partage pas ce point de vue pour les raisons suivantes. D'un côté les offres relatives aux produits asymétriques ne proviennent pas des mêmes ressources que celles relatives aux produits symétriques, et les offres relatives au produit asymétrique à la hausse ne proviennent habituellement pas des mêmes ressources que les offres relatives au produit asymétrique à la baisse. Par ailleurs, des contraintes d'exclusion peuvent être définies pour permettre de remettre pour des mêmes ressources à la fois des offres pour le produit 100 mHz symétrique et des offres pour le produit 200 mHz symétrique, sans risquer que deux offres relatives aux mêmes ressources pour ces deux produits ne soient toutes deux sélectionnées. Cela évite la fragmentation du marché que la Febeg évoque.

- b) La Febeg avance que l'un des importants changements apportés à la méthodologie est l'introduction de l'hypothèse d'une disponibilité à 100% des ressources de R2 et R3. Elle met en doute le bien-fondé de cette hypothèse, notamment à cause du manque de liquidité du marché secondaire, et parce que ces ressources peuvent également être utilisées pour la gestion des congestions. La Febeg plaide également pour une application de l'article 29(3) de l'EBGL concernant les différentes utilisations des objectifs de l'activation des ressources d'équilibrage.

La CREG fait remarquer que d'une part, il n'appartient actuellement pas à Elia de proposer une méthodologie qui dimensionne simultanément les moyens destinés à couvrir le besoin de réserves d'équilibrage et les moyens destinés à rencontrer le besoin en matière de gestion de la congestion. La réglementation européenne a pris l'option de dimensionner les réserves séparément des besoins en matière de gestion des congestions, sans pour autant fermer la porte à l'utilisation des réserves dans le cadre de cette gestion. Dans le présent dossier, Elia se concentre sur l'évaluation des besoins en réserves d'équilibrage et le dimensionnement des moyens destinés à les couvrir.

Par ailleurs, la CREG fait remarquer que l'exigence de 100% de disponibilité des ressources n'est pas nouvelle, elle était déjà d'application dans la méthodologie qui a conduit à l'évaluation des réserves pour 2018. Seule la manière dont elle est exprimée a évolué, en la rendant plus explicite. Les produits de réserve d'Elia sont en outre associés depuis plusieurs années à une exigence de disponibilité de 100%. C'est notamment pour cette raison qu'Elia a opté pour une approche de type « portefeuille » et non pour une approche basée sur la disponibilité des ressources individuelles. L'argumentaire d'Elia relatif à la disponibilité de 100% des moyens de réserve a de plus été synthétisé par la CREG dans le paragraphe 35 du projet de décision³.

Pour ce qui concerne l'application de l'article 29(3) de l'EBGL, la CREG observe que cette application relève d'une action conjointe de tous les gestionnaires de réseau européens et non d'une action individuelle de chacun de ceux-ci. Cela sort donc du cadre du présent dossier

- c) La Febeg aborde le problème de la détermination séparée des moyens de R3 standard et de R3 flex, en observant que la méthodologie ne décrit pas les critères sur lesquels Elia se base pour déterminer parmi les moyens de R3 à contracter ceux qui doivent l'être pour chacun de ces deux types de réserve.

De plus, elle affirme qu'il est incorrect de prétendre que la R3 contractée est disponible en permanence puisque l'activation de chacun des produits est limitée en durée journalière d'activation. Si la limite est atteinte, les réserves correspondantes pourraient ne sont plus être nécessairement disponibles.

Elle fait également référence à une annonce d'Elia concernant la suppression progressive de la R3 flex, qui n'est pas suivie d'effets concrets en 2019.

Elle fait également une remarque sur le produit R3 flex et l'ordre d'appel des offres, sujet qui ne relève pas du présent dossier.

Pour ce qui concerne les moyens de R3 standard et de R3 flex à contracter, la CREG remarque qu'ELIA définit un volume minimum de R3 standard à prévoir et laisse l'optimisation économique attribuer les volumes aux offres, dans le respect de cette contrainte. En cela, la répartition entre R3 standard et R3 flex est en grande partie réalisée par minimisation des coûts d'acquisition de la capacité de réserve. La CREG est par ailleurs d'accord avec la Febeg qu'il manque dans la proposition la définition des critères sur la base desquels ELIA détermine le volume minimum de R3 standard à contracter. La CREG sait qu'Elia procède à une analyse actualisée de l'historique des besoins, non seulement en volume mais également en forme de la courbe des besoins. Cette analyse permet d'une part de justifier que le produit R3 standard est suffisant en durée⁴ pour couvrir les besoins du système et d'autre part de déterminer le volume à partir duquel le produit flex peut être contracté vu qu'une activation de maximum 2 heures successives suffit pour couvrir le besoin résiduel après activation de la R3 standard.

De plus, ELIA a annoncé dans le futur une réduction progressive des volumes de R3 flex, de manière à se rapprocher le plus possible des produits standards européens (voir ci-dessous).

La CREG demande donc à ELIA, dans sa prochaine proposition concernant la méthode de dimensionnement des réserves, de préciser et de quantifier le critère sur la base duquel le volume minimum de R3 standard à contracter est déterminé, ainsi que de justifier pourquoi le

³ Paragraphe 40 de la présente décision.

⁴ A noter qu'il y a une différence importante entre les contraintes d'activation de la R3 contractuelles : la R3 standard peut être activée jusque 8 heures par jour, même si cela se fait en plusieurs périodes d'activation, alors que pour la R3 flex, la limitation de 2 heures est liée à la durée d'une activation et que la limitation implicite du nombre d'activations par jour se fait par la définition d'une durée minimum de 8 heures entre deux activations successives.

manque de réserve pendant la période entre deux activations successives de R3 flex ne porte pas préjudice à la sécurité du système.

Pour ce qui concerne la disparition progressive de R3 flex non suivie d'effet concret en 2019, la CREG relève qu'il s'agit d'une convention préalable entre la CREG et ELIA d'avertir dès à présent le marché d'une future évolution dans ce sens, même si cette évolution ne se marque pas encore en 2019.

- d) Par ailleurs, la Febeg s'interroge sur le bien-fondé de prendre en compte les mesures d'atténuation du risque de tempête dès le 1^{er} janvier 2019, alors que ces mesures pourraient ne pas encore être d'application.

Par ailleurs, l'étude d'ELIA sur le risque de tempête montre que les tempêtes sont prévisibles et donc que la compensation de leurs effets relève bien de la responsabilité d'équilibre des ARP concernés. Les mesures d'atténuation du risque prises (ou à prendre) par ELIA ne constituent qu'une position de repli lorsqu'un ARP ne remplit pas ces obligations.

Pour ce qui concerne la date de mise en œuvre de ces mesures, la CREG pense qu'il est nécessaire que ces mesures existent à partir du moment où la capacité installée des parcs éoliens offshore aura augmenté de manière telle que le risque associé présente, sans mesure d'atténuation, une menace substantielle pour la sécurité du système. Elle estime donc qu'il appartient à ELIA de faire en sorte que les aspects réglementaires et contractuels concernés soient adaptés à temps pour ce faire, et lui demande de prendre action en ce sens dès que nécessaire. Cependant, ces aspects sortent du champ d'application de la présente décision.

- e) La Febeg insiste sur l'importance de la disponibilité des éléments du réseau proches des parcs éoliens offshore dans la disponibilité des réserves. La CREG est d'accord avec cette remarque et demande à ELIA, si ce n'est déjà fait, de faire évoluer la méthodologie en ce sens dans sa prochaine proposition.

Enfin, la Febeg fait observer qu'il conviendrait de s'assurer de la validité de l'hypothèse selon laquelle les portefeuilles des ARP contenant des sources d'énergie renouvelable intermittentes disposent des moyens appropriés pour couvrir les déséquilibres résultant de ces ressources. La CREG est d'accord avec cette remarque et peut témoigner de l'attention qu'ELIA lui porte, comme en témoignent certaines discussions récentes entre la CREG et ELIA. Dans cette perspective, ELIA prépare un certain nombre de propositions concernant d'une manière générale la sensibilisation des ARP au respect de leur équilibre (par exemple via le tarif de déséquilibre) et en particulier celle des ARP ayant des parcs éoliens offshore dans leur portefeuille pour ce qui concerne la qualité des prévisions de production et la prévention du risque de tempête.

3.2. MODIFICATIONS PAR RAPPORT À LA PROPOSITION PRÉCÉDENTE

11. Une liste des principales modifications est fournie dans le chapitre 3 de la proposition d'ELIA. Outre quelques reformulations et précisions destinées à clarifier le propos, ainsi que l'alignement de la terminologie avec la SOGL et l'EBGL clarifications apportées sur certains points, ces modifications concernent principalement :

- la mise à jour et l'ajout d'informations relatives au déséquilibre du bloc RFP⁵ observé entre juillet 2017 et juin 2018 inclus;
- l'exclusion du risque de tempête offshore dans le calcul des pannes d'unités de production suite aux conclusions d'une étude sur l'impact de ce risque ;
- l'ajout de Nemo Link, l'interconnexion HVDC entre la Belgique et le Royaume-Uni au calcul des arrêts forcés suite à son entrée en opération début 2019 ;
- la mise en œuvre d'un niveau de fiabilité de 99,0 %, conforme à la valeur minimale définie par la SOGL ;
- la vérification de la conformité avec la SOGL concernant l'application d'une méthode visant à réduire la capacité d'équilibrage FRR à contracter en utilisant des accords opérationnels facilitant le partage des réserves avec la France et les Pays-Bas ;
- la suppression du besoin de réserve à charge d'un seul ARP, ainsi que la distinction entre le "système standard" et le "système global" ;
- l'implémentation de l'hypothèse d'une disponibilité à 100 % pour la capacité d'équilibrage d'aFRR et de mFRR ;
- la mise en œuvre d'une méthode de dimensionnement dynamique des besoins de FRR à la baisse conforme à la SOGL, ainsi qu'une méthode permettant de traduire les besoins de FRR à la baisse en moyens de FRR à la baisse.

3.3. RÉSERVE PRIMAIRE

12. Conformément aux exigences du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur l'exploitation du réseau de transport d'électricité, ci-après dénommé la SOGL, la puissance de réserve primaire requise, dénommée FCR (*Frequency Containment Reserve* - réserves de stabilisation de la fréquence), est déterminée par tous les GRT de la zone synchrone. Les règles de dimensionnement de la FCR, ainsi que l'allocation de la puissance entre les GRT de la zone synchrone, seront déterminées par tous les GRT dans l'accord opérationnel de la zone synchrone dénommé SAOA⁶. Etant donné que le SAOA n'a pas encore été approuvé par les régulateurs concernés, ELIA continue à décrire la méthode d'évaluation pour la capacité de réserve FCR en faisant référence à la politique 1 du manuel des opérations d'ENTSOE [1]. La capacité de réserve FCR correspond à la puissance de réserve / réglage primaire comme spécifié dans le règlement technique.

⁵ Bloc de réglage fréquence-puissance ou « LFC block » en anglais.

⁶ *Synchronous Area Operational Agreement*.

3.3.1. Méthode de détermination de la puissance de réserve primaire

13. Le réglage primaire de la fréquence est traité aux articles 236 à 242 du règlement technique. L'article 236, § 2, du règlement technique précise que, pour déterminer les spécifications techniques concernant la disponibilité et la fourniture de la puissance de réserve primaire pour le réglage primaire de la fréquence, le gestionnaire du réseau doit tenir compte des règles et recommandations qui régissent l'interopérabilité des réseaux interconnectés européens.

14. L'application par l'ENSTO-E des règles définies dans la politique 1 du manuel des opérations mentionnée ci-dessus conduit à une puissance de réserve primaire nécessaire de 3.000 MW pour l'ensemble du réseau de l'ENTSO-E, capable de compenser un déséquilibre de 3.000 MW. Conformément à ces règles, toute zone de réglage doit contribuer à cette puissance de réserve primaire proportionnellement à sa part dans la production totale d'électricité au sein du réseau de l'ENTSO-E. Au cours d'une année, la contribution pour l'année suivante est déterminée sur la base des énergies nettes produites respectivement par chaque zone de réglage lors de l'année précédente.

ELIA propose de respecter ces règles de détermination de la puissance de réserve primaire pour la zone de réglage belge.

15. La CREG constate qu'ELIA satisfait ainsi à l'article 236, § 2, du règlement technique, vu que la méthode élaborée pour déterminer la puissance de réserve primaire repose sur l'application de règles qui régissent l'interopérabilité des réseaux interconnectés européens et notamment les règles définies par l'ENTSO-E. Elle approuve donc cette méthode.

3.3.2. Détermination de la puissance de réserve primaire

16. La part de la zone de réglage belge dans le réglage primaire total pour 2019 au sein de la zone de l'ENTSO-E ne sera déterminée que plus tard en 2018 par l'ENTSO-E. Cette valeur peut être légèrement différente de celle pour 2017 (73 MW), mais sans que l'on sache dès maintenant dans quelle mesure elle pourrait différer. C'est pourquoi ELIA propose d'adopter la valeur déterminée par l'ENTSO-E pour 2019 lorsque celle-ci sera connue.

17. La CREG considère que cette manière de procéder est conforme à la méthode proposée ci-dessus. De plus, la prise de connaissance en octobre-novembre 2018 de la valeur retenue ne pose pas de problème dans la mesure où cette date est antérieure à la date de la première enchère mensuelle (courant décembre 2018) au cours de laquelle l'attribution de la puissance de réglage primaire sera faite pour la première semaine de 2019, et que l'évolution entre deux années est de faible amplitude sur les besoins internes à la zone de réglage belge, d'autant plus que la Belgique participe à la plateforme régionale pour l'offre et l'acquisition de FCR.

18. Afin de permettre d'exploiter au maximum la flexibilité du système, la puissance de réserve primaire (FCR) adoptée pour la Belgique pourra être contractée auprès de trois sources différentes : des unités de production du parc belge sans limitation de volume, de la demande (clients industriels et agrégateurs), et auprès de fournisseurs à l'étranger.

Dans la proposition, le produit spécifiquement développé pour la participation de la demande est asymétrique (dans le sens d'une diminution de la demande). Afin de limiter la sollicitation de la demande pour le réglage primaire, elle requiert une adaptation des conditions techniques de participation, à savoir une activation pour les excursions de fréquence supérieures à 100 mHz (bande morte de 100 mHz) et avoir développé toute sa participation pour une excursion de fréquence de 200 mHz. Ce type de participation doit être complété par la participation asymétrique d'autres ressources pour un volume équivalent, dans le sens d'une diminution de la production, et sous les mêmes conditions techniques d'activation (plage de 100 à 200 mHz). De plus, afin de garder une réponse

correcte de la zone de réglage en réglage primaire, ces deux types de ressources doivent également être complétés par un troisième type de ressources, d'activation symétrique et sans bande morte, qui développe complètement sa participation pour des excursions de fréquence de 100 mHz. De cette manière, la zone couvre la plage des excursions entre 0 et 200 mHz avec un volume total de deux fois le volume réservé sur la participation de la demande.

Le reste de la puissance de réserve primaire, d'activation symétrique dans la plage 0-200 mHz, sera acquise auprès de ressources belges ou en provenance de l'étranger.

19. Pour 2019 comme pour 2018, ELIA autorisera ainsi 4 produits de FCR différents en provenance de la zone de réglage belge pour satisfaire ses propres besoins :

- Un produit de réglage asymétrique à la hausse. L'activation doit commencer en cas d'écart de fréquence de -100 mHz avec activation complète en cas d'écart de fréquence de -200 mHz ;
- Un produit de réglage asymétrique à la baisse. L'activation doit commencer en cas d'écart de fréquence de +100 mHz avec activation complète en cas d'écart de fréquence de +200 mHz ;
- Un produit de réglage symétrique avec activation complète (linéaire) à ± 100 mHz ;
- Un produit de réglage symétrique avec activation complète (linéaire) à ± 200 mHz.

Depuis mai 2017, les produits sont définis de manière indépendante de la technologie des ressources sous-jacentes.

La sélection des différents produits respectera les contraintes suivantes :

- pour une déviation de fréquence de ± 200 mHz, minimum 100% du volume de FCR sera activé;
- pour une déviation de fréquence de ± 100 mHz, minimum 50% du volume de FCR sera activé ;
- pour une déviation de fréquence de ± 100 mHz, maximum 58% du volume correspondant au volume activé en cas de déviation de fréquence ± 200 mHz sera activé.

20. La CREG est consciente que cette manière de procéder pourrait fragmenter les ressources de FCR symétrique sur les unités de production CIPU en deux parties respectivement activables dans la plage de 0 à 100 mHz et de 0 à 200 mHz. La plupart du temps, ce n'est cependant pas le cas, puisque des offres peuvent être introduites à partir des mêmes ressources pour les produits activables dans la plage de 0 à 100 mHz et dans la plage de 0 à 200 mHz, à condition de rendre ces offres mutuellement exclusives, ce qui est possible sur la plateforme locale ; de plus, l'apport de la participation de ressources non-CIPU (y compris la production décentralisée), aussi bien dans des offres asymétriques que dans des offres symétriques, et la participation à la plateforme commune régionale permettent de limiter le volume à satisfaire par des ressources symétriques localisées dans la zone de réglage belge, et dès lors d'augmenter la liquidité du marché de la FCR, toutes choses étant égales par ailleurs. En outre, les enchères de FCR sur la plateforme locale incluent de plus en plus souvent des offres symétriques issues de ressources non-CIPU. L'impact sur le prix global de la réservation de la FCR a été favorable pour le consommateur final.

3.4. RÉSERVES FRR À LA HAUSSE

21. ELIA développe dans la méthodologie probabiliste un double vocabulaire pour décrire les puissances de réserve : les besoins de réserve et les moyens de réserve

Les besoins de réserve sont dimensionnés en application de l'art. 157 de la SOGL de manière à être capables de couvrir les déséquilibres du système avec une probabilité de déficit convenue, sans distinguer ni les caractéristiques des produits définis pour les couvrir, ni la disponibilité des ressources qui seront acquises dans ce but.

Les moyens de réserve quantifient au niveau de chaque produit les puissances de réserve visées par l'art. 32(2) de l'EBGL, à contracter pour respecter les critères de dimensionnement en tenant compte des caractéristiques des produits et de la disponibilité des ressources contractées.

22. Dans son étude relative au dimensionnement dynamique des réserves FRR⁷, ELIA développe une méthode de dimensionnement « dynamique » des réserves mFRR, la dénomination de méthode de dimensionnement « statique » qualifiant dès lors les méthodes proposées auparavant. La méthode dynamique existe en deux versions : la version complète basée sur les techniques de *machine learning* et une version simplifiée dénommée *outage only*. Ces méthodes ont notamment comme caractéristique commune de s'appliquer au quotidien pour déterminer les besoins de réserve mFRR du lendemain. La méthode de *machine learning* doit encore être testée au moins pendant un an avant d'être appliquée et ELIA propose ainsi de ne l'appliquer qu'à partir de 2020, aussi bien pour les réserves à la hausse que pour les réserves à la baisse. En 2019, ELIA propose d'avancer progressivement en appliquant la méthode *outage only* à la détermination des besoins de réserve mFRR à la baisse, et de continuer à appliquer la méthode statique à la détermination des besoins de réserve à mFRR la hausse. Pour le dimensionnement des besoins de réserve aFRR, ELIA propose de continuer à appliquer la méthode statique, aussi bien en 2019 qu'en 2020.

3.4.1. Méthode de détermination des besoins de réserve FRR

23. Le réglage secondaire est traité aux articles 243 à 247 du règlement technique, tandis que le réglage tertiaire l'est aux articles 249 à 260 du même règlement.

24. En exploitation, le système doit faire face à des perturbations de portées différentes. Chacune d'entre elles est rencontrée par un type de réserve différent.

ELIA affirme que l'ensemble des réserves secondaire et tertiaire (FRR) est utilisé pour faire face aux problèmes de sécurité. Dans ce cadre, la réserve secondaire (aFRR), dont l'activation est automatique, a un fonctionnement basé sur un régulateur proportionnel intégral (PI) et est utilisée pour régler les problèmes liés à l'ACE dans l'intervalle intra quart horaire. La réserve tertiaire (mFRR), dont l'activation est manuelle, vient alors soulager la aFRR ou la compléter lorsque le volume de celle-ci ne suffit pas. Elle est composée des offres libres incrémentales définies dans le contrat CIPU et la plateforme *bidladder* (Incremental bids), de la réserve mFRR contractée sur des unités techniques CIPU ou on-CIPU connectées au réseau d'ELIA ou aux réseaux de distribution, et dont certaines peuvent être agrégées (contrats de R3 standard et contrats de R3 flex⁸), ainsi que de réserve tertiaire partagée avec d'autres GRT (réserve tertiaire d'assistance entre GRT, ci-après « réserve inter-GRT »). Dans le cas d'une panne d'unité, la aFRR participe à la compensation, sans en assurer à elle seule la totalité. Dans

⁷ Voir http://www.elia.be/en/users-group/Working-Group_Balancing/Projects-and-Publications/Dynamic-dimensioning-of-FRR-needs.

⁸ Les réserves « R3 standard » et « R3 flex » sont des produits de mFRR développés par ELIA et qui ont été mis en œuvre à partir de janvier 2017. Ces dénominations des deux produits sont maintenues dans le présent document car les produits sont bien connus des acteurs du marché sous ce nom.

ces circonstances, elle est complétée par la réserve mFRR. C'est donc l'ensemble de la FRR qui compense le déséquilibre résultant de la perte de l'unité.

La réserve aFRR doit pouvoir être complètement " libérée " (de 0 MW au maximum) en 7 minutes et demie, de manière à permettre à ELIA de passer en un quart d'heure d'une activation de toute la puissance à la baisse à une activation de toute la puissance à la hausse ou inversement.

Les réserves mFRR doivent pouvoir être pleinement " libérées " endéans le quart d'heure.

25. L'article 157(2) de la SOGL introduit la notion de méthode de dimensionnement probabiliste. Cette méthode se base sur des séries de données historiques des déséquilibres du bloc RFP pendant une période d'au moins un an se terminant au plus tôt six mois avant la date à laquelle les calculs sont effectués. Cette méthode doit respecter les objectifs des paramètres FRCE du bloc RFP et prendre en compte toute modification significative attendue dans la répartition des déséquilibres du bloc RFP ainsi que d'autres facteurs d'influence pertinents relatifs à la durée considérée.

Le résultat de l'application de la méthode doit respecter deux conditions :

- la capacité de réserve FRR ainsi déterminée ne peut être inférieure à l'incident de dimensionnement positif du bloc RFP (art. 157(2)(e) de la SOGL) ;
- la capacité de réserve FRR ainsi déterminée doit être suffisante pour couvrir les déséquilibres positifs du bloc RFP durant au moins 99 % du temps, sur la base des enregistrements historiques précités (art. 157(2)(h) de la SOGL).

L'incident de dimensionnement positif est la perte de la plus grosse unité nucléaire, soit 1.039 MW. En 2018, il avait été considéré par prudence que dû à un fonctionnement en mode commun, cet incident était la perte de la totalité du parc éolien offshore en cas de tempête. Une étude a montré depuis lors que, moyennant l'adoption de quelques mesures d'accompagnement, ce mode commun a un impact inférieur à la panne de la plus grosse unité nucléaire, qui devient alors l'incident de dimensionnement positif de la FRR.

ELIA avait développé en 2011 une méthode (essentiellement) probabiliste pour la détermination des puissances de réserve secondaire et tertiaire en 2012. Cette méthode a été complétée au fil de années et utilisée par ELIA jusqu'en 2017 pour les réserves de 2018. Moyennant quelques évolutions, elle est encore utilisée dans la proposition d'ELIA pour les réserves de 2019.

La base de la méthode, que ce soit pour la FRR ou l'aFRR, est de déterminer les réserves permettant de limiter à une valeur prédéfinie (Pdef) le risque d'un manque de réserve⁹. Pour évaluer le risque d'un tel manque, la méthode probabiliste convolue¹⁰ les distributions de densité de probabilité des sources de déséquilibre. La comparaison de la courbe résultante et du seuil de probabilité admis Pdef permet de déterminer le volume de réserve requis.

26. Alors que la aFRR sert à compenser les déséquilibres involontaires en situation normale et à compenser partiellement les grands déséquilibres de la zone, la mFRR permet d'une part de désaturer la aFRR lors d'activations prolongées et d'autre part de compléter la aFRR pour faire face aux grands déséquilibres de la zone.

La aFRR, par son activation automatique et son utilisation pour compenser les déséquilibres involontaires en situation normale, cherche donc à maintenir une bonne qualité du réglage de la zone (ACE) endéans le quart d'heure. L'ensemble de la FRR, en visant la compensation des grands

⁹ C'est-à-dire la probabilité pour que les réserves ne soient pas suffisantes pour couvrir les déséquilibres considérés.

¹⁰ La convolution est une technique mathématique permettant de calculer la densité de probabilité d'une somme de variables aléatoires indépendantes dont on connaît les densités de probabilité individuelles. Dans le cas qui nous occupe, les sources de déséquilibres sont représentées par des variables aléatoires.

déséquilibres de longue durée, est plus particulièrement associé directement à la préservation de la sécurité de la zone.

Pour tenir compte de cela, ELIA détermine les besoins en FRR sur la base des déséquilibres quarts horaires, alors qu'elle détermine les besoins en aFRR en se basant sur la variabilité des déséquilibres quarts horaires, définie comme la variation du déséquilibre quart horaire entre quarts d'heures successifs.

Les déséquilibres sont causés d'un côté par les événements imprévus et d'un autre côté par les erreurs de prévision. Selon les sources de déséquilibre considérées, les distributions de densité de probabilité sont déterminées à partir soit de séries temporelles, soit de distributions connues issues de modèles probabilistes. L'utilisation des séries temporelles, lorsqu'elles sont connues, présente deux avantages : elle permet de calculer la variation entre quarts d'heure successifs et elle permet, par sommation, de prendre en compte la corrélation historique entre sources de déséquilibre.

Selon le type de réserve dont elle veut déterminer le besoin (FRR ou aFRR), ELIA utilisera la méthode probabiliste avec des valeurs différentes des paramètres :

- l'horizon de prévision, c'est-à-dire le temps écoulé entre moment où l'analyse est effectuée et le début de la période étudiée,
- la période considérée, c'est-à-dire le nombre d'heures pendant lesquelles la méthode applique les probabilités de panne, de manière à prendre en compte toutes les combinaisons possibles de pannes d'unités de production durant cette période,
- le seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (Pdef) :

27. La méthodologie développée par ELIA se décompose en plusieurs étapes :

- la détermination des besoins de FRR,
- la détermination des besoins de aFRR,
- la détermination des besoins de mFRR.

En 2017 pour les réserves de 2018, ELIA avait procédé à une analyse préliminaire pour évaluer dans quelle mesure il est indiqué de prendre en compte le recours au *netting*¹¹ des déséquilibres avec ceux d'autres zones de réglages à travers le mécanisme de l'IGCC dans le dimensionnement des réserves aFRR et/ou mFRR. Depuis lors, l'adoption de la SOGL implique qu'il n'est pas indiqué de le prendre en compte dans le dimensionnement des réserves FRR.

28. Les sources de déséquilibre considérées pour le dimensionnement de l'ensemble de la FRR sont celles dont l'effet dépasse les frontières du quart d'heure :

- les pertes des unités de production et de l'interconnexion Nemo Link,
- l'erreur sur les prévisions de production éolienne et photovoltaïque,
- les autres déséquilibres provoqués par :
 - l'erreur sur la prévision de charge, pour la partie non compensée par l'ARP en intraday,

¹¹ Le *netting* est une procédure permettant de compenser entre zones de réglage des déséquilibres de directions opposées.

- les imperfections du suivi de charge par la production, dues au caractère horaire des produits disponibles sur le marché,
- les pannes au niveau de la demande,
- les grandes variations instantanées dans les programmes d'échange avec les zones de réglage voisines,
- d'autres déséquilibres non identifiables causés par les ARP,
- la différence entre la compensation des pertes et le niveau de pertes instantané.

29. Par ailleurs, les sources de déséquilibre considérées pour le dimensionnement de la aFRR sont celles dont l'effet se manifeste dans leur variation entre quarts d'heure successifs :

- La variabilité de l'erreur sur les prévisions de production éolienne et photovoltaïque,
- La variabilité des autres déséquilibres provoqués par :
 - l'erreur sur la prévision de charge, pour la partie non compensée par l'ARP en intraday,
 - les imperfections du suivi de charge par la production, dues au caractère horaire des produits disponibles sur le marché,
 - les pannes au niveau de la demande,
 - les grandes variations instantanées dans les programmes d'échange avec les zones de réglage voisines,
 - d'autres déséquilibres non identifiables causés par les ARP,
 - la différence entre la compensation des pertes et le niveau de pertes réelles instantané.

30. La réserve mFRR qu'ELIA doit acquérir pour la mettre à disposition des ARP est calculée comme le complément nécessaire à la aFRR pour obtenir la réserve FRR du système standard.

31. D'une manière générale, la CREG constate qu'ELIA a fait évoluer la méthodologie proposée dans le sens de l'art. 157 de la SOGL pour ce qui concerne les réserves secondaire et tertiaire. Sur la base des données historiques des indicateurs de qualité, la CREG observe cependant que depuis plusieurs années, la qualité du réglage de la zone gérée par ELIA est sensiblement trop bonne par rapport aux objectifs définis, ce qui éloigne la solution d'une efficacité optimale du système. Elle estime donc qu'il manque à la méthodologie proposée par ELIA une partie permettant de limiter les besoins dans de tels cas.

Etant donné que l'application de l'art. 157 ne sera vraiment effective que lorsque l'accord de bloc RFP sera proposé à l'approbation de la CREG et approuvé par celle-ci, la CREG peut accepter transitoirement cette méthode.

32. La CREG est alors d'avis que les méthodes proposées par ELIA permettent un dimensionnement des besoins de réglage secondaire automatique et de réglage tertiaire manuel.

Par conséquent, la CREG est d'avis que les méthodes d'évaluation proposées par ELIA sont acceptables et les approuve. La CREG rappelle cependant qu'elle ne se prononce pas dans la présente décision sur un quelconque tarif de déséquilibre.

3.4.2. Détermination des besoins de réserve FRR

33. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination de la puissance de réserve secondaire et tertiaire FRR. Les principaux paramètres du modèle probabiliste sont déterminés sur base des données suivantes, telles qu'elles étaient à disposition d'ELIA en juillet 2018.

- Pour 2019, la capacité éolienne installée prévue augmente de 551 MW en janvier (301 MW pour l'éolien offshore) à 1.380 MW en décembre (881 MW pour l'éolien offshore) par rapport aux mois correspondants de 2017, pris comme référence dans la méthode (capacité éolienne totale installée prévue en décembre 2019 : 4.173 MW, dont 2.414 MW onshore et 1.759 MW offshore)¹². Cela correspond donc à une augmentation de 49% de la capacité éolienne installée entre fin 2017 et fin 2019.
- Pour 2019, la capacité photovoltaïque installée prévue augmente de 365 MW en janvier à 830 MW en décembre par rapport aux mois correspondants de 2017, pris comme référence dans la méthode (capacité photovoltaïque totale installée prévue en décembre 2019 : 4.356 MW). Cela correspond donc à une augmentation de 24% de la capacité photovoltaïque installée entre fin 2017 et fin 2019.
- La période où est relevée la série des valeurs de déséquilibre du bloc RFP s'étend de juillet 2017 à juin 2018, hors pannes des centrales.
- L'horizon de prévision est d'un an.
- La période considérée est une période de 8h.
- La valeur du seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (Pdef) est basée sur la valeur de 99% mentionnée à l'art. 157(2)(h) de la SOGL, soit 1%.

L'évaluation des sources de déséquilibre est basée sur les considérations suivantes :

- Le taux de panne des unités sont repris d'une synthèse par type de centrale des informations contenues dans le journal de bord du centre de contrôle national. Pour Nemo Link, une probabilité de 2 pannes par an a été prise sur la base des taux de pannes d'autres câbles HVDC, faute de données historiques propres à Nemo Link.
- Pour le supplément de capacité installée par rapport à 2017-2018, les erreurs de prévision de la production éolienne et de la production photovoltaïque sont modélisées séparément, à partir de statistiques d'erreurs de prévision en day ahead et en intraday pour chaque type de ressources.
- Toutes les autres sources de déséquilibres sont évaluées ensemble, à partir des données de déséquilibre résiduel du système en 2017-2018 relevées en dehors des heures de panne des unités de production mentionnées ci-dessus ; ces sources de déséquilibre incluent donc les erreurs de prévision de la demande, ainsi que de la production éolienne et photovoltaïque déjà installée durant cette période.

En 2012, ELIA a constaté un déséquilibre résiduel moyen du système égal à 64 MW. En 2013, ce déséquilibre résiduel moyen s'élevait à 41 MW, à 2,5 MW en 2014, à 4 MW en 2015, à 16,6 MW en 2016 à 23,0 MW en 2017, soit une augmentation de la position longue. ELIA a étudié les causes de ce déséquilibre résiduel et met en évidence que l'augmentation sensible de la capacité installée des

¹² Ces données sont celles disponibles en janvier 2017, et utilisées par ELIA dans la détermination des volumes de réserve stratégique.

unités renouvelables pourrait renforcer cette tendance. L'amélioration des incitants et de l'information transmise aux ARP devraient conduire à une réduction du déséquilibre du portefeuille des ARP. ELIA a donc appliqué au déséquilibre du bloc RFP une baisse de 2% sur la période considérée.

En appliquant la méthode probabiliste avec les valeurs des paramètres déterminées selon les principes exposés ci-dessus, ELIA arrive à une valeur de 990 MW de puissance de réserve secondaire et tertiaire (FRR) pour les besoins du bloc RFP en 2019. Ce volume ne peut cependant pas être inférieur à celle de l'incident de dimensionnement positif, soit 1.039 MW. C'est donc cette dernière valeur qui est utilisée pour les besoins.

34. La CREG donne son approbation aux besoins de réserve FRR à la hausse déterminés par ELIA pour 2019, à savoir 1.039 MW

3.4.3. Détermination des besoins de réserve aFRR

35. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination des besoins de réserve secondaire aFRR pour 2019. Les principaux paramètres du modèle probabiliste sont déterminés sur base des principes suivants.

- La période considérée est une période de 8 heures.
- La valeur du seuil de probabilité admis pour le manque de réserve (Pdef) est basée sur la valeur de la Pdef observée en 2014 et utilisée en 2015 pour la aFRR de 2016, soit 21% ; cette valeur est sensiblement inférieure à celle observée lors des années précédant 2014, puisqu'elle était en moyenne égale à environ 27% pour les années 2011 à 2013 ; c'est une conséquence de l'amélioration importante de la qualité du réglage de l'ACE¹³ ; dans le système de l'ENTSO-E, la qualité du réglage de l'ACE est mesurée par des indices ; l'indice principal sur lequel est basée l'évaluation de la qualité du réglage est l'écart type de l'ACE (σ_{ACE}), dont la valeur a diminué régulièrement mais de manière sensible entre 2011 et 2014. Ces améliorations trouvent leur origine dans plusieurs facteurs parmi lesquels la diminution des déséquilibres des ARP suite aux mesures prises par ELIA et à l'introduction d'une nouvelle tarification des déséquilibres, ainsi que l'importance grandissante de la compensation des déséquilibres entre zones de réglage dans le cadre de l'IGCC.
- Pour 2019, ELIA adopte la valeur Pdef du seuil de probabilité utilisé pour 2018 (21%), arguant qu'il n'est pas certain que l'amélioration de la volatilité des déséquilibres du système (σ_{ACE}) reflète une tendance structurelle, vu que l'on observe une légère augmentation de la qualité de l'ACE en 2016 et 2017 par rapport à 2014 et une augmentation plus sensible par rapport à 2015. L'amélioration de la qualité de réglage observée ces dernières années peut être en partie expliquée par 2 éléments :
 - l'effet du passage du mécanisme de déséquilibre au mécanisme du « single marginal pricing » depuis 2012 et une amélioration continue des publications et communications d'ELIA envers les acteurs de marché,
 - la participation du bloc RFP au processus iGCC depuis octobre 2012, ainsi que l'augmentation de ces échanges depuis l'entrée de la France dans le processus en 2016.

Même si la participation à l'IGCC a permis une amélioration sensible de la qualité du réglage, il n'y a pas lieu de prendre en compte explicitement cette participation dans le

¹³ En attendant la proposition et l'approbation des objectifs de qualité quantifiés par les valeurs-cibles des paramètres FRCE dans la SOGL.

dimensionnement de l'aFRR. En effet, d'une part, l'articulation de la SOGL et de l'EBGL n'implique pas cette prise en compte de manière explicite. Ensuite, son impact sera intégré automatiquement au processus de dimensionnement dès qu'ELIA aura intégré à sa méthode la prise en compte des objectifs de qualité tels que spécifié dans l'art. 152(2)(b) de la SOGL.

- La variabilité intra quart-horaire de l'erreur résiduelle des prévisions relatives à la production des capacités éoliennes et photovoltaïques installées après 2017-2018 est calculée sur base de la différence des erreurs résiduelles des prévisions de production éolienne et photovoltaïque entre quarts d'heure successifs dans les séries temporelles utilisées dans le dimensionnement des besoins en FRR.
- La variabilité intra quart horaire du déséquilibre résiduel du système est calculée sur base de la différence des déséquilibres résiduels du système entre quarts d'heure successifs dans les séries temporelles utilisées dans le dimensionnement des besoins en FRR, à l'exclusion des pannes des unités de production et de l'interconnexion Nemo Link.

36. Pour la détermination des besoins de aFRR, ELIA applique la méthode approuvée avec les valeurs des paramètres déterminées selon les principes exposés ci-dessus. Pour respecter une Pdef inférieure à 21% comme mentionné ci-dessus, cela conduit à prévoir 145 MW de aFRR.

37. La CREG donne son approbation au besoin de réserve aFRR déterminée par ELIA pour 2019, soit 145 MW.

3.4.4. Détermination des besoins de réserve mFRR

38. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination du besoin de réserve tertiaire mFRR. De ce fait, elle calcule le besoin de réserve tertiaire mFRR comme le complément qu'il faut associer au besoin de réserve secondaire aFRR déterminé ci-dessus pour obtenir le besoin de réserve FRR.

Ainsi, sur la base d'un besoin de 1.039 MW de FRR et de 145 MW de aFRR, le besoin de mFRR pour 2019 s'élève à $1.039 - 145 = 894$ MW.

39. La CREG approuve le besoin de réserves mFRR de 894 MW déterminé par ELIA pour 2019.

3.4.5. Détermination des moyens de réserve FRR

40. Comme mentionné précédemment, l'entrée en vigueur de la SOGL et de l'EBGL amène à distinguer le dimensionnement des besoins de réserve (art. 157 de la SOGL) de la détermination des moyens pour couvrir ces besoins (art. 32(2) de l'EBGL). Les différentes options relatives aux moyens sont définies dans l'article 32(1) de l'EBGL. L'allocation tient compte des options suivantes pour la fourniture de capacité de réserve :

- (1) l'acquisition de capacité d'équilibrage contractée au sein du bloc RFP. La fourniture de cette capacité est supposée avoir une disponibilité garantie, soit 100% ;
- (2) le partage des réserves, le cas échéant, conformément aux restrictions définies dans l'article 157 de la SOGL pour la capacité de réserve FRR ;
- (3) le volume des offres d'énergie d'équilibre non contractées dont on prévoit la mise à disposition au sein de leur bloc RFP, le cas échéant.

Le partage de réserves et les volumes des offres d'énergie d'équilibre non contractées sont seulement considérés pour la mFRR, étant donné que l'implémentation du partage de réserve aFRR n'est actuellement pas prévu pour le bloc RFP et le développement d'un cadre qui facilite le développement des offres non contractées pour la capacité de réserve aFRR est prévu dans les prochaines années. Tenant compte d'une disponibilité garantie de cette capacité d'équilibrage d'aFRR, les besoins d'aFRR sont égaux à la capacité d'équilibrage contractée par le GRT, à savoir la puissance de réserve secondaire pour laquelle ELIA demande l'approbation.

Avant 2019, ELIA considérait les statistiques de disponibilité des différentes capacités d'équilibrage contractées (sur base des observations durant l'année considérée) lors de la détermination des moyens de FRR (mFRR et aFRR). En pratique, cela pouvait résulter (en cas de disponibilité inférieure à 100 %) à une capacité totale des moyens de FRR qui pouvait dépasser les besoins de FRR. Cependant, plusieurs éléments justifient la considération d'un paramètre de disponibilité égal à 100% pour l'année 2019 :

- (1) les modalités et conditions BSP, conformément à la SOGL, définissent une disponibilité garantie pour la fourniture de capacité d'équilibrage ;
- (2) la présence d'un marché secondaire permet aux BSP de transférer leurs obligations suite à une indisponibilité en cas d'un arrêt forcé ou une maintenance (ou même des raisons économiques),
- (3) les disponibilités observées en démontrent des valeurs de 99,9% et 99,8% en 2017 pour la puissance de réserve secondaire et tertiaire contractée, respectivement (comparé à 99,9% et 97,1% en 2016).

41. En conséquence, ELIA détermine les moyens de FRR à la hausse comme étant égaux aux besoins, soit 1039 MW.

De même, ELIA détermine les moyens de aFRR pour 2019 comme égaux aux besoins, soit 145 MW.

42. Il en résulte que les moyens de mFRR à la hausse sont également égaux aux besoins, soit 894 MW.

En application de l'article 32(1) de l'EBGL, ces moyens de mFRR sont composés du volume de partage de réserve, des volumes d'offres d'équilibrage non contractées et de capacité d'équilibrage.

43. Le partage de FRR avec les blocs RFP voisins porte actuellement sur les réserves activées manuellement (mFRR).

L'art. 157(2)(j) de la SOGL précise que les TSOs d'un bloc RFP peuvent réduire leur capacité de FRR à la hausse en concluant des accords de partage de réserve avec d'autres blocs RFP, à condition de limiter la réduction (en Europe continentale) :

- à la différence, si positive, entre la taille de l'incident de dimensionnement positif et la capacité de réserve FRR requise pour couvrir les déséquilibres positifs du bloc RFP durant 99 % du temps, sur la base des enregistrements historiques utilisés pour le dimensionnement ;
- à 30% de la taille de l'incident de dimensionnement positif, soit 315 MW dans notre cas.

Pour 2019, prévoit d'avoir deux accords qui facilitent le partage de FRR (non garanti) avec des GRT voisins :

- un accord de partage de 350 MW avec TenneT NL (disponibilité de 98,9 % en 2017) ;
- un contrat d'assistance de 350 MW avec RTE (disponibilité de 98,9 % en 2017).

Pour l'utilisation de ces capacités de partage FRR dans le dimensionnement, le GRT tient compte des restrictions définies dans les accords pour le partage de réserves FRR appliquées en cas de violation de la sécurité d'exploitation et des exigences en matière de disponibilité des FRR. Malgré la réduction du taux de fiabilité de 99,9% (en 2018) à 99,0% (en 2019) dans la méthodologie, ELIA souhaite rester prudente vis-à-vis de ces ressources car elles ne sont pas garanties. Contractuellement, ELIA doit également limiter les activations prévues, car l'activation des réserves de partage doit rester une mesure exceptionnelle. Vu ces éléments, Elle a réduit la capacité de partage utilisée dans le dimensionnement à 50 MW.

44. Suite à une analyse de la disponibilité historique des offres d'énergie non contractées, ELIA montre qu'il n'est pas possible de garantir un volume affichant un taux de disponibilité acceptable tant qu'on applique une méthode de dimensionnement statique. Ainsi, en considérant l'ensemble des unités thermiques qui ne participent pas à la capacité d'équilibrage contractée (les unités de pompage-turbinage ne sont pas prises en compte suite à leurs limitations d'énergie), ELIA disposerait d'une capacité de 0.4 MW avec une disponibilité de 99%. En outre, une étude récente réalisée par ELIA a montré que l'examen de l'impact des offres non contractées devrait idéalement se faire sur de plus longues périodes, afin d'éviter des gains à court terme engendrant des effets préjudiciables à plus long terme.

45. Suite à cette analyse, ELIA propose de répartir les moyens de mFRR en 50 MW de partage de réserve et 844 MW de capacité d'équilibrage du produit de mFRR contractée, sous condition de contracter un minimum de 314 MW de R3 standard, le solde pour atteindre le volume de 844 MW étant assuré par une contractualisation de R3 flex.

46. La CREG approuve le volume de réserve tertiaire de 844 MW à contracter pour 2019, avec un minimum de 314 MW de R3 standard et le solde de R3 flex.

3.5. RÉSERVES FRR À LA BAISSÉ

47. Jusqu'à la fin 2018, les déséquilibres du bloc RFP négatifs (excédents de production) étaient couverts par la capacité d'équilibrage aFRR, le partage des réserves avec la France et les Pays-Bas et des offres d'énergie d'équilibrage non contractées.

En 2019, avec la mise en service de l'interconnexion Nemo Link et de nouveaux parcs éoliens offshore, il est nécessaire d'analyser si les besoins de FRR à la baisse sont toujours suffisamment couverts sans contracter de capacité d'équilibrage additionnelle. De plus, l'art. 119 de la SOGL requiert une proposition d'ELIA concernant les règles de dimensionnement de la FRR, et donc de la FRR négative (à la baisse), au plus tard le 14 septembre 2018, et qu'ELIA dispose des moyens suffisants pour couvrir ces besoins.

Suite à son étude sur le dimensionnement dynamique¹⁴, ELIA propose d'évoluer progressivement vers une approche dynamique pour le dimensionnement de la FRR négative (à la baisse), comme mentionné précédemment. Pour 2019, elle propose d'implémenter une version simplifiée de la méthode (appelée méthode « *outage only* » dans l'étude) afin d'évaluer les besoins de FRR à la baisse. ELIA prévoit d'implémenter une deuxième version de cette méthode en 2020, en même temps que l'implémentation de la même méthode pour les réserves FRR à la hausse, basée sur des algorithmes plus sophistiqués (appelée méthode « *machine learning* » dans l'étude).

La méthode de dimensionnement dynamique permet de calculer la capacité de réserve FRR requise sur une base quotidienne, c.à.d. pour chaque plage de 4 heures du lendemain.

Comme pour la réserve FRR à la hausse, ELIA fait une distinction entre les besoins de FRR et les moyens de FRR à la baisse :

- les **besoins** de FRR à la baisse sont déterminés conformément à l'article 157 de la SOGL comme étant la capacité de réserve FRR, et aussi la proportion d'aFRR et de mFRR, nécessaires pour couvrir les déséquilibres dans le bloc RFP ; les besoins d'aFRR à la baisse sont égaux à la valeur à la hausse, déjà déterminée par ELIA¹⁵ ;
- les **moyens** de mFRR à la baisse déterminent la fourniture optimale de la capacité de réserve à la baisse. Conformément à l'article 32 de l'EBGL, les besoins de FRR doivent être couverts par l'acquisition de capacité d'équilibrage, le partage de réserves et des offres d'énergie d'équilibrage non contractée ; la répartition entre ces moyens est déterminée suite à une analyse d'ELIA ; la capacité d'équilibrage d'aFRR à la baisse est supposée égale à la capacité d'équilibrage d'aFRR à la hausse déterminée comme décrit précédemment¹⁶.

3.5.1. Méthode de détermination des besoins de réserve FRR

48. En 2019, ELIA déterminera les besoins de FRR pour le lendemain sur une base quotidienne. Chaque jour, ELIA fera un calcul des besoins de FRR pour chaque plage de quatre heures, tenant compte des dernières données (déséquilibres du bloc RFP), y compris le programme prévu de Nemo Link. Cette méthodologie permet d'adapter les besoins de FRR pour faire face aux risques de déséquilibres du bloc RFP.

¹⁴ Voir http://www.elia.be/en/users-group/Working-Group_Balancing/Projects-and-Publications/Dynamic-dimensioning-of-FRR-needs.

¹⁵ Voir paragraphe 37 ci-dessus.

¹⁶ Voir paragraphe 41 ci-dessus.

Comme pour la méthode de dimensionnement de FRR à la hausse :

- la méthode de dimensionnement des besoins de FRR à la baisse est une méthode probabiliste ; elle permet de s'assurer que les besoins de FRR à la baisse sont suffisants pour couvrir les déséquilibres négatifs du bloc RFP pendant au moins 99% du temps ;
- la capacité de réserve négative n'est pas inférieure à l'incident de dimensionnement négatif du bloc RFP, défini par l'article 3 de la SOGL comme étant le plus grand déséquilibre possible de puissance active qui peut survenir instantanément au sein du bloc RFP, ici dans le sens négatif (excédent de production) ; sa valeur dépend du programme de l'interconnexion Nemo Link (1000 MW) : une panne de cette dernière en situation d'exportation pouvant générer d'importants déséquilibres négatifs.

Les besoins de FRR sont égaux au maximum entre le résultat de la méthode probabiliste et la taille de l'incident de dimensionnement négatif. La méthode de dimensionnement de la FRR se compose de trois étapes :

- étape 1 : détermination de la distribution de probabilité des déséquilibres du bloc RFP ; la série temporelle utilisée couvre les valeurs quart-horaires d'une période d'un an se terminant au maximum le dernier jour du mois M-2 ; les périodes d'arrêt forcé des unités de production ainsi que de l'interconnexion Nemo Link, non représentatives, sont exclues, car ces événements exceptionnels font l'objet de l'étape 2 ; la distribution ainsi déterminée est mise à jour chaque mois
- étape 2 : détermination de la distribution de probabilité des arrêts forcés ; ces arrêts forcés concernent presque exclusivement l'interconnexion Nemo Link dans ses différents modes (importation, exportation, indéterminé¹⁷ ou en maintenance), car les déséquilibres dans les deux directions peuvent se compenser ;
- étape 3 : calcul des besoins de FRR, aFRR et mFRR ; les courbes de distribution de l'étape 2 sont convoluées pour obtenir une courbe de distribution des déséquilibres négatifs ; le besoin est déterminé par un volume permettant de couvrir les déséquilibres négatifs pendant 99% du temps ; les besoins ainsi déterminés sont comparés à la taille de l'incident de dimensionnement négatif, qui dépend elle aussi de l'écart entre les prix des marchés *day ahead* belge et britannique et la valeur finale du besoin est la plus petite des deux (plus grande en valeur absolue).

49. Comme spécifié précédemment, les besoins de aFRR à la baisse sont pris égaux à ceux à la hausse.

50. Les besoins de mFRR à la baisse sont calculés, comme dans le cas de la mFRR à la hausse, comme égaux à la différence entre les besoins de FRR à la baisse et ceux de aFRR à la baisse.

51. La CREG donne son approbation à la méthode appliquée par ELIA pour les besoins de réserve à la baisse pour 2019.

¹⁷ Le mode d'exploitation de l'interconnexion dépend du sens de l'écart entre les prix de marché *day ahead* belge et britannique : pour un écart compris entre -7 €/MWh et +7 €/MWh, le mode prévu est indéterminé ; au-delà de 7 €/MWh (en valeur absolue), l'interconnexion est considérée soit en importation soit en exportation, selon le signe de l'écart.

3.5.2. Détermination des besoins de réserve FRR

52. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination des besoins de réserve secondaire FRR à la baisse pour 2019. Suite aux calculs réalisés par ELIA, la méthode probabiliste donne un volume de 580 MW lorsque l'interconnexion est en exportation ou en mode indéterminé, et 530 MW lorsque l'interconnexion est en importation ou en maintenance.

Par ailleurs, la taille de l'incident de dimensionnement négatif est égale à 1.000 MW lorsque l'interconnexion est en exportation ou en mode indéterminé, et à 0 MW lorsque l'interconnexion est en importation ou en maintenance.

Le besoin est donc de 1.000 MW lorsque l'interconnexion est en exportation ou en mode indéterminé, et de 530 MW lorsque l'interconnexion est en importation ou en maintenance.

53. La CREG approuve le besoin de FRR à la baisse ainsi calculé, soit 1.000 MW lorsque l'interconnexion est en exportation ou en mode indéterminé, et 530 MW lorsque l'interconnexion est en importation ou en maintenance.

3.5.3. Détermination des besoins de réserve aFRR

54. Les besoins de aFRR à la baisse sont pris égaux aux besoins de aFRR à la hausse, soit 145 MW.

55. La CREG approuve le besoin de aFRR à la baisse de 145 MW.

3.5.4. Détermination des besoins de réserve mFRR

56. ELIA applique la méthode proposée et approuvée ci-dessus pour la détermination du besoin de réserve tertiaire mFRR. De ce fait, elle calcule le besoin de réserve tertiaire mFRR comme le complément qu'il faut associer au besoin de réserve secondaire aFRR déterminé ci-dessus pour obtenir le besoin de réserve FRR.

57. Ainsi, le besoin de mFRR à la baisse varie en fonction du mode de l'interconnexion Nemo Link :

- lorsque l'interconnexion est en exportation ou en mode indéterminé, sur la base d'un besoin de 1.000 MW de FRR et de 145 MW de aFRR, le besoin de mFRR pour 2019 s'élève à $1.000 - 145 = 855$ MW ;
- lorsque l'interconnexion est en importation ou en maintenance, sur la base d'un besoin de 530 MW de FRR et de 145 MW de aFRR, le besoin de mFRR pour 2019 s'élève à $530 - 145 = 385$ MW.

58. La CREG approuve le besoin de mFRR à la baisse ainsi calculé, soit 855 MW lorsque l'interconnexion est en exportation ou en mode indéterminé, et 385 MW lorsque l'interconnexion est en importation ou en maintenance.

3.5.5. Détermination des moyens de réserve FRR

59. Comme pour la réserve à la hausse, les moyens sont composés des ressources suivantes :

- la capacité d'équilibrage contractée au sein du bloc RFP ;
- le partage des réserves ;
- le volume des offres d'énergie d'équilibrage non contractées qui devraient être disponibles dans le bloc RFP.

60. Les moyens pris égaux aux besoins pour la aFRR à la baisse ; les moyens de mFRR à la baisse mentionnés ci-dessus couvrent les besoins de mFRR à la baisse et leur fourniture doit se faire de manière optimale, selon l'art. 32(1) de l'EBGL.

61. Le partage des réserves est soumis à diverses contraintes déjà mentionnées *mutatis mutandis* pour la réserve à la hausse. Parmi celles-ci, la réduction de la capacité de réserve FRR négative est limitée à la différence, si elle est positive, entre la taille de l'incident de dimensionnement négatif (1000 MW) et la capacité de réserve FRR nécessaire pour couvrir les déséquilibres négatifs historiques des blocs LFC pendant 99,0% du temps. Notons que ce chiffre est calculé sur base des enregistrements historiques consécutifs entre juillet 2017 et juin 2018 inclus, comprenant les valeurs historiques des déséquilibres avec un échantillonnage de 15 minutes. Le résultat est égal à 452 MW. Cependant, pour la réserve à la baisse, l'art. 157 de la SOGL ne spécifie pas que le recours au partage des réserves à la baisse est limité à 30% de la taille de l'incident de dimensionnement négatif.

Le potentiel de partage maximum est donc égal à 548 MW (soit 1.000 – 452) lorsque l'interconnexion est en exportation ou en mode indéterminé, et à 0 MW lorsque l'interconnexion est en importation ou en maintenance.

Comme mentionné précédemment, les accords avec TenneT et RTE portent chacun sur un partage de 350 MW, sans tenir compte de la disponibilité de la capacité du réseau. La disponibilité rapportée du service en 2017 était quant à elle de 98,9% pour chaque bloc RFP voisin.

62. Le volume des offres de capacité d'équilibrage non contractées sont évalués par ELIA pour 2019 comme suit :

- pour les unités thermiques coordonnables, ELIA considère es offres observées dans la période juillet 2017 – juin 2018 ;
- les unités thermiques à niveau limité de coordonabilité et les unités nucléaires ne sont pas prises en compte ;
- pour les parcs éoliens, ELIA estime que des offres libres seront introduites dans le futur pour la capacité installée incrémentale entre les la période de référence juillet 2017 – juin 2018 et la période visée en 2019 ;
- pour les unités de pompage-turbinage, ELIA a pris en compte la disponibilité limitée des offres d'énergie d'équilibrage sur base du comportement historique observé.

L'analyse de la disponibilité des offres d'énergie d'équilibrage non contractée montre une disponibilité de 400 MW à 95,5% et 500 MW à 93,9%. De plus, ELIA estime que le Bidladder devrait permettre d'attirer des volumes additionnels courant 2019.

63. L'analyse faite ci-dessus pour les moyens de partage des réserves et les offres de capacité d'équilibrage non contractée montrent que, compte tenu des améliorations attendues du marché d'équilibrage, il y a, avec une probabilité acceptable, suffisamment de réserves à la baisse pour couvrir les besoins de mFRR à la baisse. Comme il ne peut être démontré à l'heure actuelle qu'il est nécessaire

de contracter de la capacité d'équilibrage de mFRR à la baisse, ELIA propose de fixer la capacité d'équilibrage de mFRR contractée à la baisse à 0 MW pour 2019.

ELIA propose d'effectuer une analyse ex-post sur la base des données historiques de 2019 pour voir si les besoins de FRR ont été suffisamment couverts par les moyens disponibles. Pour les besoins, ELIA propose d'utiliser les résultats de la méthode dynamique et de tenir compte par ailleurs des moyens disponibles d'aFRR et de mFRR (offres d'énergie d'équilibrage non contractée et partage des réserves de FRR). Sur la base de cette analyse, une nouvelle évaluation des moyens sera faite pour 2020.

64. La CREG considère que jusqu'à présent, les données historiques n'ont pas permis de mettre en évidence un besoin de contracter des capacités de mFRR à la baisse. Elle s'interroge dès lors sur le bien-fondé de procéder à de pareilles contractualisations pour 2019 et préfère donc avancer progressivement. Dans cette mesure, elle approuve la capacité de réserve aFRR de 145 MW et la capacité de réserve mFRR de 0 MW à contracter pour 2019.

65. La CREG appuie également la proposition d'ELIA de procéder à une analyse des moyens nécessaires pour couvrir les besoins, sur la base des données historiques de l'année 2019 complète, c'est-à-dire à partir de la mise en service de Nemo Link. La CREG demande cependant à ELIA de reprendre contact avec la CREG en temps utile pour discuter de la méthode d'analyse ex post avant de l'appliquer.

3.6. CONSIDÉRATIONS COMPLÉMENTAIRES DE LA CREG

66. Compte tenu de l'importance de la détermination des puissances de réserve pour la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport dans la zone de réglage, la CREG souhaite faire part dans la présente décision de quelques considérations dans le contexte de l'élaboration d'une méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire à l'avenir.

67. La CREG souhaite qu'ELIA continue à l'avenir de l'informer par le biais d'un rapport annuel sur la disponibilité et l'utilisation des puissances de réserve inter-GRT à l'usage de la zone de réglage belge. Afin d'illustrer l'analyse comparative de la qualité du réglage dans les différentes zones de réglage en Europe, la CREG demande avec insistance à ELIA d'y joindre systématiquement une copie des quatre derniers rapports trimestriels d'UCTE / ENTSO-E sur la performance du réglage primaire et du réglage fréquence puissance, ou de tout document officiel qui viendrait remplacer ce rapport.

68. Etant donné qu'ENTSO-E n'a pas encore calculé la valeur de la puissance de réglage primaire déterminée par ENTSO-E pour la zone de réglage belge en 2019, la CREG demande également à ELIA de publier cette valeur sur son site web, dès que celle-ci sera portée à sa connaissance par ENTSO-E.

69. Etant donné que la réserve inter-GRT est une partie explicite de la réserve tertiaire, la CREG estime qu'il est important d'avoir une bonne visibilité sur la disponibilité de cette réserve. La CREG continue à demander à ELIA de formaliser avec les GRT voisins RTE et TenneT l'échange de données concernant la disponibilité en volume et les prix associés des réserves inter-GRT. La CREG souhaite être tenue au courant par ELIA tous les trois mois des progrès réalisés en la matière.

70. Jusque dans sa proposition de 2017 pour les réserves de 2018, la méthodologie d'ELIA incluait la distinction entre « système global » et « système standard » qui conduisait à ne pas socialiser une partie des réserves FRR en mettant cette partie à charge d'un seul acteur. Cette distinction repose sur une réflexion de nature économique conduisant à mettre la couverture d'un risque à charge du seul acteur à l'origine de ce risque, sans en socialiser la charge sur l'ensemble du système. Dans la proposition de 2017 pour 2018, cette distinction n'avait pas d'impact sur la répartition entre volumes de réserve socialisés et non-socialisés. La CREG avait cependant insisté pour maintenir le principe dans la méthodologie.

La CREG constate qu'ELIA a retiré cette distinction de sa proposition pour les réserves de 2019. Comme dans le cadre de la proposition précédente, une telle distinction n'aurait pas non plus dans la présente proposition d'impact sur le volume à socialiser en 2019. Cependant, vu son bien-fondé économique, la CREG se réserve le droit de revenir vers une telle distinction dans ses décisions futures en application notamment des règlements (EU) 2017/1485 et (EU) 2017/2195, pourvu que la législation applicable le permette.

71. La CREG a constaté dans le paragraphe 31 qu'il manque à la méthodologie proposée une partie permettant de modérer les besoins déterminés par la méthode probabiliste proposée lorsque les indicateurs de qualité dépassent sensiblement les objectifs définis.

La CREG demande à ELIA de développer sa méthodologie dans ce sens pour la détermination des besoins de réserve en 2020.

4. DECISION

Vu l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

Vu la proposition relative à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019, transmise par le courrier du 6 août 2018 par ELIA à la CREG pour approbation.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour l'année 2019.

Considérant le règlement (UE)2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, et en particulier ses articles 6, 118, 119, 153, 157 et 192 ;

Considérant le règlement (UE)2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, et en particulier ses articles 5, 18, 32 et 65 ;

Considérant que la méthode d'évaluation élaborée pour déterminer la puissance de réserve primaire repose sur l'article 236, § 2, du règlement technique et notamment sur l'application de règles qui régissent l'interopérabilité des réseaux interconnectés européens ;

Considérant que la méthode d'évaluation élaborée pour déterminer la puissance de réserve secondaire repose sur l'article 244, §2, du règlement technique et est acceptable ;

Considérant que la méthode d'évaluation élaborée pour déterminer la puissance de réserve tertiaire repose sur l'article 250, §2, du règlement technique et est acceptable sur base des éléments avancés au paragraphe 26 ;

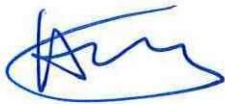
Considérant que les méthodes d'évaluation proposées ont été appliquées correctement lors de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2019 ;

La CREG décide, dans le cadre de la mission qui lui a été confiée par l'article 233 du règlement technique, d'approuver la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire ainsi que son application pour 2019.

Elle attire cependant l'attention d'ELIA sur les demandes formulées dans les paragraphes 7, 9 et 10, ainsi que les « considérations complémentaires » mentionnées sous le titre 3.6 de la présente décision.

La présente décision ne se prononce ni sur les prix, ni sur les aspects tarifaires relatifs à cette matière.
Ces points feront l'objet d'une décision tarifaire distincte de la CREG.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction