

Décision

(B)2750
29 février 2024

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium modifiant les modalités et conditions pour le Responsable de la programmation (T&C SA)

Prise en application de l'article 3, §1^{er}, du Code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions

Non confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2
INTRODUCTION	4
1. CADRE LÉGAL	5
1.1. Droit européen	5
1.1.1. Règlement (UE) 2019/943 (ci-après : « Règlement électricité »).....	5
1.1.2. Règlement (UE) 2017/1485 (ci-après : « SOGL »).....	7
1.1.3. Règlement (UE) 2015/1222 (ci-après : « CACM »)	9
1.2. Code de bonne conduite électricité	10
2. ANTÉCÉDENTS	16
3. CONSULTATION	18
4. ANALYSE DE LA PROPOSITION.....	20
4.1. Objectif de la proposition.....	20
4.2. Modalités et conditions qui définissent le cadre légal.....	21
4.2.1. Remarques préliminaires générales au niveau de la phase 1 d'iCAROS.....	21
4.2.2. Considérants.....	25
4.2.3. Article 1 ^{er} : objet et champ d'application	25
4.2.4. Article 2 : Date d'entrée en vigueur	25
4.2.5. Article 3 : Impact attendu sur les objectifs du SOGL	27
4.2.6. Article 4 : Langue	27
4.3. Conditions spécifiques des T&C SA	28
4.3.1. Remarques générales	28
4.3.2. Article II.1 : Définitions	28
4.3.3. Article II.2 : Conditions de participation pour le SA	31
4.3.4. Article II.3 : Conditions pour les points de livraison.....	31
4.3.5. Article II.4 : Test de communication.....	31
4.3.6. Article II.5 : Demandes Must-Run et May-Not-Run	32
4.3.7. Article II.6: Introduction du Programme Journalier	32
4.3.8. Article II.7 : Introduction des RD Energy Bids.....	32
4.3.9. Article II.8 : Lien entre le Programme Journalier et le RD Energy Bid	33
4.3.10. Article II.9 : Activation d'un RD Energy Bid	33
4.3.11. Article II.10 : Retour au Programme Journalier.....	34
4.3.12. Article II.11 : Contrôle d'activation.....	36
4.3.13. Article II.12 : Contrôle du Retour au Programme Journalier.....	37
4.3.14. Article II.13 : Contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données	38
4.3.15. Article II.14 : Rémunération	38

4.3.16.	Article II.15 : Incitants.....	38
4.3.17.	Article II.16 : Facturation et paiement	44
4.4.	Partie III – Annexes.....	44
4.4.1.	Annexe 1 : Liste des points de livraison.....	44
4.4.2.	Annexe 2 : Procédure d’acceptation d’un SA.....	44
4.4.3.	Annexe 3 : Exigences en matière de comptage.....	44
4.4.4.	Annexe 4 : Introduction du Programme Journalier.....	44
4.4.5.	Annexe 5 : Introduction du redispatching des offres d’énergie.....	45
4.4.6.	Annexe 6 : Réflexivité des coûts.....	45
4.4.7.	Annexe 7 : Activation du redispatching des Offres d’énergie	45
4.4.8.	Annexe 8 : Contrôle d’activation	46
4.4.9.	Annexe 9 : Contrôle du retour au Programme Journalier	46
4.4.10.	Annexe 10 : Rémunération d’un May-Not-Run.....	47
4.4.11.	Annexe 11 : Incitants (Pénalités dans la version consultée)	47
5.	DÉCISION	48
	ANNEXE 1.....	49
	ANNEXE 2.....	50
	ANNEXE 3.....	51

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : « CREG ») examine ci-après la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium (ci-après : « Elia ») modifiant les Modalités et Conditions pour le Responsable de la programmation (ci-après : « Proposition »). La demande d'approbation est introduite par Elia conformément aux articles 46 et 110 du 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 (ci-après : « SOGL ») et aux articles 128 et 129 du Code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions ¹(ci-après : « Code de bonne conduite électricité »).

Par lettre du 30 octobre 2023, la CREG a reçu la Proposition d'Elia pour approbation. Les annexes suivantes, pertinentes pour la présente décision, ont été jointes à la lettre :

- La proposition de modification des Modalités et des Conditions pour le Responsable de la programmation, en français, en néerlandais et en anglais (Annexe 1 de la présente décision).
- Le rapport de consultation sur les Modalités et Conditions pour le Responsable de la programmation, les Modalités et Conditions pour le Responsable de la planification des indisponibilités et les Règles de coordination et de gestion des congestions, en anglais (Annexe 2 de la présente décision).

En outre, à la lettre du 30 octobre 2023 sont également jointes en annexe :

- Une proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions, en français, en néerlandais et en anglais ;
- Une proposition de modification des Modalités et Conditions pour le Responsable de la planification des indisponibilités (ci-après : T&C OPA) en français, en néerlandais et en anglais.

Les deux propositions pour approbation font l'objet d'une décision séparée.

La présente décision est scindée en cinq parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie explique les antécédents. La troisième partie traite de la consultation publique. Dans la quatrième partie, la CREG analyse le contenu de la Proposition. Enfin, la cinquième partie comporte la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 29 février 2024.

¹ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B2409Annex1.pdf>

1. CADRE LÉGAL

1.1. DROIT EUROPÉEN

1.1.1. Règlement (UE) 2019/943 (ci-après : « Règlement électricité »)

1. Dans le cadre de la coordination des unités et de la gestion des congestions en général, les considérants et articles suivants du Règlement électricité sont à relever : considérants (16), (17), (19), (30), (33) et (34), l'article 2(4) et 2(6), l'article 7(2) et les articles 12 à 17 compris.

Spécifiquement dans le cadre des T&C SA, l'Article 7(2) et l'Article 13 du Règlement électricité sont particulièrement pertinents.

2. L'article 7(2) du règlement électricité dispose que :

2. Les marchés journaliers et les marchés intrajournaliers :

a) sont organisés de manière non discriminatoire ;

b) maximisent la capacité de tous les acteurs du marché à gérer les déséquilibres ;

c) maximisent les possibilités offertes à tous les acteurs du marché de participer aux échanges entre zones de manière aussi proche que possible du temps réel dans toutes les zones de dépôt des offres ;

d) génèrent des prix qui reflètent les éléments fondamentaux du marché, y compris la valeur en temps réel de l'énergie, auxquels peuvent se fier les acteurs du marché lorsqu'ils se mettent d'accord sur des produits de couverture à plus long terme ;

e) assurent la sécurité d'exploitation tout en permettant une utilisation maximale des capacités de transport ;

f) sont transparents tout en respectant la confidentialité des informations commercialement sensibles et en garantissant l'anonymat des échanges ;

g) ne font pas de distinction entre les échanges réalisés à l'intérieur d'une zone de dépôt des offres et ceux réalisés entre zones de dépôt des offres ; et

h) sont organisés de façon à faire en sorte que tous les acteurs du marché soient en mesure d'accéder au marché, que ce soit individuellement ou par agrégation.

3. L'article 13 du règlement électricité dispose que :

1. Le redispatching de la production et le redispatching de la demande sont fondés sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. Il est ouvert à toutes les technologies de production, à tout le stockage d'énergie et à toute la participation active de la demande, y compris à ceux situés dans d'autres États membres, sauf si cela n'est pas techniquement possible.

2. Les ressources qui font l'objet d'un redispatching sont choisies parmi les installations de production, le stockage d'énergie, et la participation active de la demande qui utilise des mécanismes fondés sur le marché, et font l'objet d'une compensation financière. Les offres d'équilibrage de l'énergie utilisées pour le redispatching ne fixent pas le prix de l'énergie d'équilibrage.

3. Le redispatching de la production, du stockage d'énergie et de la participation active de la demande non fondés sur le marché ne peuvent être utilisés que si :

- a) aucune alternative fondée sur le marché n'est disponible ;
- b) toutes les ressources fondées sur le marché disponibles ont été utilisées ;
- c) le nombre d'installations de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande disponibles est trop faible pour permettre une réelle concurrence dans la zone où les installations aptes à fournir le service sont situées ; ou
- d) l'actuelle situation du réseau entraîne une congestion de façon si régulière et prévisible que le redispatching fondé sur le marché donnerait lieu à la soumission régulière d'offres stratégiques qui accroîtrait le niveau de congestion interne alors que l'État membre concerné soit a adopté un plan d'action pour remédier à cette congestion, soit veille à ce que la capacité minimale disponible pour les échanges entre zones soit conforme à l'article 16, paragraphe 8.

4. Les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution concernés font rapport à l'autorité de régulation compétente au moins une fois par an sur :

- a) le niveau de développement et d'efficacité des mécanismes de redispatching fondés sur le marché pour les installations de production d'électricité, de stockage d'énergie et de participation active de la demande ;
- b) les motifs, les volumes en MWh et le type de sources de production soumis à un redispatching ;
- c) les mesures prises pour diminuer, à l'avenir, le besoin de redispatching à la baisse des installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, y compris les investissements dans la numérisation de l'infrastructure de réseau et dans les services qui augmentent la flexibilité.

L'autorité de régulation soumet le rapport à l'ACER et publie une synthèse des données visées au premier alinéa, points a), b) et c), assortie de recommandations d'amélioration si nécessaire.

5. Sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau, sur la base des critères transparents et non discriminatoires établis par les autorités compétentes, les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution :

- a) garantissent la capacité des réseaux de transport et des réseaux de distribution à faire transiter l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement en recourant le moins possible au redispatching, ce qui n'empêche pas de prendre en considération dans la planification du réseau un redispatching limité lorsque le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau de distribution peut prouver en toute transparence que cela est plus efficient économiquement et que cela ne dépasse pas 5 % de la production annuelle d'électricité dans les installations qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et qui sont directement raccordées à leur réseau respectif, sauf disposition contraire prise par un État membre dans lequel l'électricité produite par des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement représente plus de 50 % de la consommation annuelle finale brute d'électricité ;
- b) prennent des mesures appropriées liées à l'exploitation du réseau et au marché pour limiter le plus possible le redispatching à la baisse de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement ;
- c) veillent à ce que leurs réseaux soient suffisamment flexibles pour être en mesure de les gérer.

6. Lorsque le redispatching à la baisse non fondé sur le marché est utilisé, les principes suivants s'appliquent :

a) les installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ne peuvent faire l'objet de redispatching à la baisse que s'il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts fortement disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau ;

b) l'électricité produite par un processus de cogénération à haut rendement ne peut faire l'objet d'un redispatching à la baisse que si, en dehors d'un redispatching à la baisse visant des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau ;

c) l'électricité autoproduite par des installations de production utilisant des sources d'énergies renouvelables ou la cogénération à haut rendement qui n'est pas injectée dans le réseau de transport ou de distribution ne peut pas faire l'objet d'un redispatching à la baisse sauf si aucune autre solution ne permettrait de résoudre les problèmes de sécurité du réseau ;

d) les mesures de redispatching à la baisse visées aux points a), b) et c) sont justifiées en bonne et due forme et en toute transparence.

La justification est incluse dans le rapport visé au paragraphe 3.

7. Lorsque des mesures de redispatching non fondées sur le marché sont utilisées, elles font l'objet d'une compensation financière de la part du gestionnaire de réseau qui a demandé le redispatching au gestionnaire de l'installation de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande ayant fait l'objet de redispatching, sauf dans le cas de producteurs qui acceptent des conventions de raccordement dans lesquelles il n'existe aucune garantie quant à un approvisionnement ferme en énergie. Cette compensation financière est au minimum égale au plus élevé des éléments suivants ou à une combinaison de ces éléments si l'application du seul élément le plus élevé conduirait à une compensation indûment peu élevée ou indûment trop élevée :

a) le coût d'exploitation additionnel lié au redispatching, tel que les surcoûts de combustible en cas de redispatching à la hausse, ou de fourniture de chaleur de secours en cas de redispatching à la baisse visant des installations de production d'électricité utilisant la cogénération à haut rendement ;

b) les recettes nettes provenant des ventes d'électricité sur le marché journalier que l'installation de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande aurait générées si le redispatching n'avait pas été demandé ; si un soutien financier est accordé à des installations de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande sur la base du volume d'électricité produit ou consommé, le soutien financier qui aurait été reçu sans la demande de redispatching est présumé faire partie des recettes nettes.

1.1.2. Règlement (UE) 2017/1485 (ci-après : « SOGL »)

4. Les objectifs du SOGL sont définis à l'article 4.

Le présent règlement vise à :

a) déterminer des exigences et principes communs en matière de sécurité d'exploitation ;

b) déterminer des principes communs pour la planification de l'exploitation sur le réseau interconnecté ;

c) déterminer les processus communs de réglage fréquence-puissance et des structures de réglage communes ;

d) assurer les conditions du maintien de la sécurité d'exploitation dans toute l'Union ;

e) assurer les conditions du maintien du niveau de qualité de la fréquence dans toutes les zones synchrones de l'Union ;

f) promouvoir la coordination de l'exploitation du réseau et de la planification de l'exploitation ;

g) assurer et renforcer la transparence et la fiabilité des informations sur la gestion du réseau de transport ;

h) contribuer à la gestion et au développement efficaces du réseau de transport de l'électricité et du secteur électrique dans l'Union.

2. Aux fins de l'application du présent règlement, les États membres, les autorités compétentes et les gestionnaires de réseau :

a) appliquent les principes de proportionnalité et de non-discrimination ;

b) veillent à la transparence ;

c) appliquent le principe d'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées ;

d) veillent à ce que les GRT utilisent dans toute la mesure du possible des mécanismes fondés sur le marché, afin de garantir la sécurité et la stabilité du réseau ;

e) respectent la responsabilité assignée au GRT compétent afin d'assurer la sécurité du réseau, y compris selon les dispositions de la législation nationale ;

f) consultent les GRD compétents et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau ; et

g) prennent en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues.

5. L'article 5 du SOGL prévoit que les gestionnaires de réseau de transport (ci-après : « GRT ») sont tenus d'élaborer, au niveau européen et régional, des modalités et des conditions ou des méthodologies et de les soumettre pour approbation aux autorités de régulation compétentes.

1. Les GRT définissent les modalités et les conditions ou les méthodologies requises par le présent règlement et les soumettent pour approbation aux autorités de régulation compétentes conformément à l'article 6, paragraphes 2 et 3, ou pour approbation à l'entité désignée par l'État membre conformément à l'article 6, paragraphe 4, dans les délais respectifs fixés par le présent règlement.

6. L'article 6.5 du SOGL prévoit que lorsqu'un GRT individuel a l'obligation ou l'autorisation, sur la base du présent règlement, de spécifier des exigences ou de convenir d'exigences qui ne sont pas citées au paragraphe 4, les États membres peuvent imposer l'approbation préalable de ces exigences par l'autorité de régulation nationale :

« Lorsqu'un gestionnaire de réseau individuel concerné ou un GRT a l'obligation ou l'autorisation, sur la base du présent règlement, de spécifier des exigences ou de convenir d'exigences qui ne sont pas soumises au paragraphe 4, les États membres peuvent imposer l'approbation préalable de ces exigences par l'autorité de régulation nationale. »

7. Un responsable de la programmation (scheduling agent, ci-après dénommé « SA ») est l'entité ou les entités chargées de fournir les programmes émanant des acteurs du marché aux GRT ou, le cas échéant, à des tiers.

8. L'article 110 (3) et (4) du SOGL prévoit que pour chaque installation de production d'électricité ou de consommation soumise à des exigences de programmation établies dans les conditions et modalités nationales, le propriétaire concerné désigne un SA ou agit en cette qualité. Chaque acteur

du marché ou agent de transfert soumis à des exigences de programmation établies dans les conditions et modalités nationales désigne un SA ou agit en cette qualité.

9. L'article 111 du SOGL prévoit :

« 1. Chaque responsable de la programmation, à l'exception des responsables de la programmation des agents de transfert, fournit au GRT qui gère la zone de programmation, à la demande de celui-ci, et le cas échéant à un tiers, les programmes suivants :

- a) les programmes de production ;*
- b) les programmes de consommation ;*
- c) les programmes d'échanges commerciaux intérieurs ; et*
- d) les programmes d'échanges commerciaux extérieurs.*

2. Chaque responsable de la programmation d'un agent de transfert ou, le cas échéant, d'une contrepartie centrale fournit au GRT qui gère une zone de programmation couverte par le couplage de marché, à la demande dudit GRT, et le cas échéant à un tiers, les programmes suivants :

- a) les programmes d'échanges commerciaux extérieurs suivants :*
 - i) les échanges multilatéraux entre la zone de programmation et un groupe d'autres zones de programmation ;*
 - ii) les échanges bilatéraux entre la zone de programmation et une autre zone de programmation ;*
- b) les programmes d'échanges commerciaux intérieurs entre l'agent de transfert et les contreparties centrales ;*
- c) les programmes d'échanges commerciaux intérieurs entre l'agent de transfert et les autres agents de transfert. »*

10. Enfin, l'article 112 (5) du SOGL prévoit que chaque SA d'un agent de transfert ou, le cas échéant, d'une contrepartie centrale, fournit aux GRT qui en font la demande les valeurs des programmes d'échanges commerciaux extérieurs de chaque zone de programmation concernée par un couplage du marché, sous la forme de programmes externes compensés agrégés.

11. Dans le cadre de ces T&C SA, les articles 40, 46, 49 et 52 du SOGL, qui sont directement applicables à l'échange de données entre les utilisateurs du réseau et le GRT, y compris les données prévisionnelles et les données en temps réel sur la production de puissance active ainsi que le volume et la disponibilité des réserves de puissance active, sur une base journalière et infra journalière.

1.1.3. Règlement (UE) 2015/1222² (ci-après : « CACM »)

12. Enfin, l'Article 16 du CACM prévoit que les informations relatives à la disponibilité des unités de production et de consommation doivent être fournies aux GRT, ainsi que les informations pertinentes disponibles relatives au dispatching des unités de production. Cette obligation s'applique

² Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

dans le cadre de l'obligation des GRT d'élaborer des modèles de réseau communs pour le calcul des capacités et la méthodologie prévue à cet effet. L'article 16 du CACM GL prévoit ce qui suit :

« 3. La proposition de méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation précise les informations que les unités de production et de consommation doivent fournir aux GRT. Ces informations comprennent au minimum :

a) des informations relatives à leurs caractéristiques techniques ;

b) des informations relatives à la disponibilité des unités de production et de consommation ;

c) des informations relatives aux programmes des unités de production ;

d) les informations pertinentes disponibles relatives au dispatching des unités de production.

4. La méthodologie précise les délais applicables aux unités de production et de consommation pour la fourniture des informations visées au paragraphe 3.

(...) »

1.2. CODE DE BONNE CONDUITE ÉLECTRICITÉ

13. Conformément à l'article 6.5 du SOGL (voir paragraphe 6 de la présente décision), l'article 3, § 1^{er}, du Code de bonne conduite électricité prévoit que les modalités et conditions pour établir le contrat de responsable de la programmation doivent être soumises à l'approbation de la CREG.

14. L'article 123 du Code de bonne conduite électricité introduit les règles relatives à la planification des indisponibilités, à la programmation et à la coordination des installations des utilisateurs du réseau de transport et leur domaine d'application :

« Art. 123. §1^{er}. Le présent chapitre fixe les règles relatives à la planification des indisponibilités, à la programmation ainsi qu'à la coordination de certaines installations ou ensembles d'installations d'utilisateurs du réseau de transport en vue d'assurer la sécurité d'exploitation, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport.

§2. Les installations visées au présent chapitre sont toutes les installations qu'elles soient considérées comme existantes ou neuves conformément au code de réseau européen RfG, au code de réseau européen DCC, au code de réseau européen HVDC ou conformément au règlement technique, faisant partie d'une des catégories suivantes :

1° toute unité de production d'électricité d'une puissance maximale égale ou supérieure à 1 MW (ou de type B, C ou D conformément aux valeurs seuil maximales de capacité visées dans le règlement technique si cette unité se trouve dans un CDS) et, le cas échéant, comme unité locale de production d'électricité, raccordé(e) au réseau de transport ou situé(e) au sein d'un CDS lui-même raccordé au réseau de transport ;

2° toute installation de stockage d'énergie de type B, C ou D conformément aux valeurs seuil maximales de capacité visées dans le règlement technique, le cas échéant, comme parc local non synchrone de stockage, raccordé au réseau de transport ou situé au sein CDS lui-même raccordé au réseau de transport ;

3° toute installation de consommation raccordée au réseau de transport, ainsi que ;

4° tout ensemble d'installations de consommation d'un CDS raccordé au réseau de transport. »

15. L'article 124 du Code de bonne conduite électricité détermine qui peut agir en tant que responsable de la programmation ou responsable de la planification des indisponibilités de l'installation électrique :

Art. 124. L'utilisateur du réseau de transport agit en tant que responsable de la programmation et responsable de la planification des indisponibilités de l'installation électrique faisant l'objet, respectivement, de la programmation et de la planification des indisponibilités, telles que visées aux sections 3.6.2.2. et 3.6.2.3. du présent Code de bonne conduite, ou désigne un tiers en cette qualité.

16. Dans le cas où une installation participe également à un ou plusieurs services d'équilibrage, l'Article 129 prévoit ce qui suit :

Art. 129. Lorsqu'une installation participe également à un ou plusieurs services d'équilibrage, conformément au titre 8.2, le responsable de la programmation de l'installation ne peut être que l'utilisateur du réseau de transport concerné ou le fournisseur de services d'équilibrage concerné.

17. L'article 128 du Code de bonne conduite électricité fixe les obligations suivantes en matière de programmation :

Art. 128. § 1^{er}. Toute installation visée aux 1° et 2° de l'article 123, § 2, doit faire l'objet de l'envoi au gestionnaire du réseau de transport d'informations relatives à la programmation de production ou de consommation de l'installation.

§ 2. Sans préjudice des dérogations pour les installations de consommation ou ensembles d'installations de consommation visé(e)s à l'article 123, § 2, 3°, à l'obligation de programmer, conformément à l'article 52.2, a) de la ligne directrice européenne SOGL, le gestionnaire du réseau de transport peut néanmoins, en cas de participation à la fourniture d'un service auxiliaire d'une unité de consommation (qui est une collecte partielle d'une installation de consommation visée à l'article 123, § 2, 3° et 4°), exiger des informations sur la programmation de cette unité de consommation, compte tenu de sa nature.

§ 3. Le responsable de la programmation de l'installation envoie ces informations selon les procédures prévues dans le contrat type de responsable de la programmation visé à l'article 131.

18. L'article 130 du Code de bonne conduite électricité fixe les obligations suivantes concernant la mise à disposition de puissance disponible :

Art. 130. § 1^{er}. Pour toute installation électrique faisant l'objet d'une programmation obligatoire telle que visée à l'article 128, § 1^{er}, la puissance active disponible à la hausse et à la baisse sur cette installation est tenue à la disposition du gestionnaire du réseau de transport en vue notamment de permettre à celui-ci d'effectuer des actions correctives de redispatching.

§ 2. La puissance active à partir d'une ou plusieurs unités de consommation telles que définies à l'article 2.4 du code de réseau européen DCC, peut être tenue sur base volontaire à la disposition du gestionnaire du réseau de transport en vue notamment de permettre à celui-ci d'effectuer des actions correctives de redispatching.

§ 3. Le responsable de la programmation de l'installation envoie ces offres d'énergie pour le redispatching selon les procédures prévues dans le contrat type de responsable de la programmation visé à l'article 131.

§ 4. Dans le cas d'unités de consommation situées au sein d'un réseau de transport local, d'un réseau public de distribution ou d'un CDS, la mise à disposition de puissance active est conditionnée à l'autorisation préalable du gestionnaire de réseau de transport local, du gestionnaire de réseau public de distribution ou du gestionnaire de CDS au réseau duquel

sont raccordées les installations concernées ainsi qu'au respect des éventuelles limitations techniques ou opérationnelles pour la mise à disposition de la puissance telles qu'imposées par le gestionnaire de réseau de transport local, le gestionnaire du réseau public de distribution ou le gestionnaire du CDS concerné au réseau duquel les installations concernées sont raccordées. Le gestionnaire du réseau concerné ne peut, après motivation adéquate, imposer des limites ou refuser la participation que dans le but de préserver la sécurité de son réseau.

Les modalités de notification au gestionnaire du réseau de transport de l'autorisation du gestionnaire de réseau de transport local, du gestionnaire de réseau public de distribution ou du gestionnaire de CDS au réseau duquel les installations concernées sont raccordées et/ou les modalités de notification des limites qu'il impose doivent figurer dans le contrat type du responsable de la programmation.

§ 5. Sans préjudice des éventuelles dispositions de coordination contenues dans les codes de réseau et lignes directrices européens, le règlement technique, le plan de reconstitution et le plan de défense du réseau, le contrat type de collaboration visé à l'article 3, § 1, h), et le contrat type de raccordement visé à l'article 3, § 1, a), contiennent les dispositions relatives à la coordination entre le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires de réseau de transport local et les gestionnaires de réseau public de distribution ou entre le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires du CDS pour la participation d'une ou plusieurs installations d'utilisateurs de réseau de transport local, d'utilisateurs de réseau public de distribution ou d'utilisateurs du CDS aux services de coordination et de gestion des congestions.

19. L'article 131 du Code de bonne conduite électricité spécifie les éléments que le contrat type du responsable de la programmation doit au moins contenir :

Art. 131. § 1^{er}. Le contrat type de responsable de la programmation comporte, dans le respect des dispositions de la ligne directrice européenne SOGL en termes de programmation et de redispatching, au moins :

1° les obligations opérationnelles applicables aux installations électriques ainsi qu'au responsable de la programmation de ces installations et les responsabilités qui en découlent ;

2° les modalités selon lesquelles l'utilisateur du réseau de transport concerné désigne son responsable de la programmation ;

3° l'ensemble des informations pertinentes à envoyer au gestionnaire du réseau de transport, en ce compris les programmes visés au paragraphe 3 ainsi que les communications prévues aux articles 132 et 134 ;

4° les modalités et procédures relatives à la transmission des informations telles que le calendrier d'échange de données, la forme, le détail et la granularité des données échangées tenant compte de la taille, des caractéristiques, de la localisation ainsi que des limitations techniques de l'installation concernée ;

5° les conditions suspensives de l'acceptation par le gestionnaire du réseau de transport d'une modification du programme visé à l'article 128 demandée par le responsable de la programmation ;

6° les modalités et procédures relatives à l'inscription de puissance disponible à la hausse et à la baisse visée à l'article 130, tenant compte le cas échéant des limitations techniques de l'installation concernée ainsi que les critères pour l'offre de prix accompagnant la mise à disposition de cette puissance ;

7° la possibilité pour le gestionnaire du réseau de transport d'imposer des restrictions au programme avant sa première soumission ;

8° le mécanisme relatif aux adaptations, à la demande du gestionnaire du réseau de transport, du programme visé à l'article 128 sous forme d'activation de puissance disponible ainsi que les circonstances dans lesquelles ces adaptations mènent à une rémunération. Ces rémunérations éventuelles devant couvrir des coûts démontrables et raisonnables directement générés par la modification dudit plan ;

9° la possibilité pour le gestionnaire du réseau de transport d'imposer un retour au programme de l'installation lorsque celle-ci dévie ou va dévier de ce dernier, et ce, sans rémunération ;

10° les modalités d'une éventuelle clause indemnitaire et les circonstances dans lesquelles elles sont applicables.

§ 2. Conformément à l'article 128 et aux procédures prévues dans le contrat type de responsable de la programmation, les informations envoyées par le responsable de la programmation contiennent au moins les programmes de production d'électricité et, le cas échéant, la consommation de la puissance active. »

20. Les articles 132, 133 et 134 du Code de bonne conduite électricité portent sur des dispositions particulières lors de l'exploitation :

« Art. 132. Lorsque le responsable de la programmation pour une installation transmet à l'installation concernée des consignes, il en communique simultanément une copie au gestionnaire du réseau de transport. »

« Art. 133. § 1^{er}. Lorsque le gestionnaire du réseau de transport identifie une déviation des consignes visées à l'article 132 ou de la production effective/consommation effective par rapport au dernier programme soumis pour cette installation et s'il estime que l'entièreté ou une partie des consignes visées à l'article 132 peut porter préjudice à la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau de transport, il demande au responsable de la programmation de modifier ces consignes en vue de suivre à nouveau le dernier programme de production/consommation soumis.

Le responsable de la programmation doit faire appliquer la demande du gestionnaire du réseau de transport sans délai par son installation concernée, conformément au contrat type de responsable de la programmation.

§ 2. L'application du paragraphe 1^{er} n'exonère pas les utilisateurs du réseau de transport pour les installations concernées de leurs obligations prévues par le présent Code de bonne conduite et/ou en vertu des contrats conclus avec le gestionnaire du réseau de transport.

§ 3. Dans les situations visées au paragraphe 1^{er}, si les consignes et/ou la production effective/consommation effective s'écartent toujours du dernier programme soumis par ce responsable de la programmation après demande du gestionnaire du réseau de transport de suivre le programme, le responsable de la programmation est tenu de supporter les frais éventuels encourus par le gestionnaire du réseau de transport tels que le recours à d'autres moyens pour la gestion des congestions. »

« Art. 134. Toute interruption ou diminution complète ou partielle de la production d'électricité d'un parc non synchrone de générateurs en mer pour mise en sécurité d'une partie ou de l'ensemble du parc notamment en raison d'intempéries à venir ou en cours, doit être communiqué au gestionnaire du réseau de transport par le responsable de la programmation de ce parc, dans les plus brefs délais selon des modalités décrites dans le contrat type de responsable de la programmation.

Lors d'une situation telle que visée à l'alinéa 1^{er}, le responsable de la programmation doit obtenir l'accord du gestionnaire du réseau de transport avant toute reprise de la production d'électricité de la ou des installations concernées et se coordonner avec le gestionnaire du réseau de transport. Le gestionnaire du réseau de transport peut, le cas échéant imposer des conditions sur le profil de production d'électricité de l'installation ou

de l'ensemble d'installations concerné(e) dans le contrat type de responsable de la programmation.

21. L'article 135 du Code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité porte ensuite sur les interactions entre les différentes parties chargées de la fourniture d'informations sur une installation.

« Art. 135. § 1. Les différentes informations énumérées ci-dessous et soumises au gestionnaire du réseau de transport par les parties concernées au sujet d'une installation donnée doivent être cohérentes entre elles :

1° le plan de disponibilité soumis par le responsable de la planification des indisponibilités pour une installation en vertu de l'article 125 ;

2° les programmes et les offres de puissance présentés par le responsable de la programmation pour cette installation conformément à l'article 128 ;

3° la nomination soumise par le responsable d'équilibre chargé du suivi de cette installation en vertu du chapitre 3.5.4 ;

4° ainsi que, le cas échéant, les offres d'énergie d'équilibrage soumises en vertu du titre 9.2, par le fournisseur d'énergie d'équilibrage offrant de l'énergie d'équilibrage à partir de cette installation.

§ 2. L'utilisateur du réseau de transport pour l'installation concernée est tenu de veiller, à la bonne transmission vers les différentes parties citées au paragraphe 1^{er} des informations pertinentes et mises à jour quant aux indisponibilités et prévisions de production ou consommation d'électricité de l'installation dont chacune de ces parties a besoin pour assurer ses obligations.

Lorsqu'il constate des incohérences entre les informations prévisionnelles concernant une même installation qui lui sont transmises par les différents acteurs précités dans le cadre de leurs obligations, le gestionnaire du réseau de transport peut rejeter, demander une adaptation ou rectifier lui-même ces informations et dans ce dernier cas en informer les parties concernées.

22. Enfin, les articles 136 et 137 du Code de bonne conduite électricité traitent les équipements et données de mesure qui sont pertinents dans le cadre des contrats types :

Art. 136. Les équipements de mesure aux fins du présent livre sont les équipements sur lesquels le gestionnaire du réseau de transport doit exercer un contrôle en vue d'assurer l'exploitation du réseau de transport, les règlements financiers consécutifs à l'exercice de ses missions, ainsi que pour répondre à ses obligations légales.

Les équipements de mesure et leurs composants doivent répondre aux exigences des normes belges et internationales applicables.

Le contrat type de raccordement, le contrat type de responsable de la planification des indisponibilités, le contrat type de responsable de la programmation, et/ou le contrat type pour le service auxiliaire concerné régit la manière dont le comptage est effectué.

Art. 137. *Les contrats types conclus conformément au présent Code de bonne conduite et/ou la législation applicable déterminent notamment les règles régissant les équipements de mesure telles que les critères techniques de conformité et les règles relatives à la mise en œuvre et à l'utilisation des équipements de mesure, à la transmission et la mise à disposition des données de mesure, à l'accès aux installations et aux modalités de paiement.*

23. Enfin, les articles 240 à 244 du Code de bonne conduite électricité fixent les dispositions transitoires. L'article 240 et l'article 243 sont notamment pertinents pour la présente décision :

Art. 240. Les contrats types visés à l'article 3, les règles d'équilibrage et les règles de gestion de la congestion, approuvés par la CREG en application de la loi et/ou du règlement technique avant l'entrée en vigueur du présent Code de bonne conduite, seront modifiés par le gestionnaire du réseau de transport afin de les rendre conformes aux dispositions du présent Code de bonne conduite. Les modifications ainsi apportées seront soumises par le gestionnaire du réseau de transport à l'approbation de la CREG lors de la prochaine modification du document concerné pour toute autre raison, mais au plus tard dans un délai de dix-huit mois suivant l'entrée en vigueur du présent Code de bonne conduite, sauf convention préalable écrite et expresse avec la CREG.

Art. 243. Pour chaque installation visée à l'article 123, § 2, 1°, d'une puissance maximale supérieure ou égale à 25 MW, les obligations du responsable de la programmation et du responsable de la planification des indisponibilités sont assurées par le responsable d'équilibre chargé du suivi du point d'accès de cette unité pendant une période transitoire. Le gestionnaire du réseau de transport soumet à l'approbation de la CREG, dans les dix-huit mois suivant l'entrée en vigueur du présent Code de bonne conduite, sauf convention préalable écrite et expresse avec la CREG, une proposition de modification des contrats types de responsable de la programmation et de responsable de la planification des indisponibilités visés à l'article 3, afin qu'à terme le responsable d'équilibre ne soit plus chargé de cette obligation.

2. ANTÉCÉDENTS

24. Le 12 novembre 2020, la CREG s'est prononcée sur la proposition d'Elia relative aux conditions et modalités pour le responsable de la programmation (T&C SA). La CREG a approuvé la proposition à l'exception de l'article I.7 des Conditions Générales et moyennant quelques modifications. Elia s'est conformée à la décision et a apporté les modifications demandées. La décision (B)2057 s'inscrit dans la phase transitoire prévue à l'article 377 du règlement technique fédéral (actuellement article 240 du Code de bonne conduite électricité). Il s'agit d'une première étape dans le passage du cadre contractuel et d'exploitation non régulé (contrat CIPU et contrat offshore CIPU) à un cadre régulé tel que stipulé dans le SOGL et dans le RTF, aujourd'hui dénommé Code de bonne conduite électricité. Durant cette phase transitoire, les procédures connues dans le cadre du contrat CIPU sont maintenues dans toute la mesure du possible.

25. En outre, le 12 novembre 2020, la CREG a, par la décision (B)2058, approuvé la proposition d'Elia relative aux conditions et modalités pour le responsable de la planification des indisponibilités (T&C OPA). La CREG a approuvé la proposition à l'exception de l'article I.7 des Conditions Générales et moyennant quelques modifications. Elia s'est conformée à la décision et a apporté les modifications demandées. Cette proposition s'inscrit également dans la phase transitoire prévue à l'article 377 du RTF. Il s'agit d'une première étape dans le passage du cadre contractuel et d'exploitation non régulé (contrat CIPU et contrat offshore CIPU) à un cadre régulé tel que stipulé dans le SOGL et dans le RTF. Durant cette phase transitoire, les procédures connues dans le cadre du contrat CIPU sont maintenues dans toute la mesure du possible.

26. En 2017, Elia a lancé le projet iCAROS afin de rationaliser le passage du cadre d'exploitation non régulé actuel à un cadre régulé. Le projet iCAROS vise une mise en œuvre par phases des dispositions du SOGL et du RTF en matière de planification, programmation et coordination des indisponibilités d'unités techniques, en concertation étroite avec les parties intéressées.

27. Pour les T&C OPA et T&C SA, le projet iCAROS prévoit les trois phases suivantes

- Phase 1 (= période transitoire) : participation obligatoire uniquement pour les unités de production d'électricité synchrones (SPGM), Power Park Modules par source d'énergie primaire (PPM par source d'énergie primaire) et unités de stockage d'énergie (ESD) d'une puissance installée supérieure ou égale à 25 MW sur le réseau d'Elia ou raccordés au réseau d'Elia via un GRFD. [unités obligatoires dans le cadre du contrat CIPU]
- Phase 2 : participation obligatoire uniquement pour les SPGM, les PPM par source d'énergie primaire et les ESD d'une puissance installée d'1 MW ou plus, quel que soit leur raccordement pour l'obligation OPA et pour l'obligation SA sur le réseau Elia ou raccordés au réseau Elia via un GRFD, et participation obligatoire pour les installations de consommation directement raccordées au réseau d'Elia pour les obligations OPA mais pas pour les obligations SA, sauf si l'installation de consommation propose de la flexibilité de redispatching sur une base volontaire.
- Phase 3 : participation obligatoire uniquement pour les SPGM, les PPM par source d'énergie primaire et les ESD d'une puissance installée d'1 MW, quel que soit leur raccordement, et participation obligatoire pour les installations de consommation directement raccordées au réseau d'Elia pour les obligations OPA mais pas pour les obligations SA, sauf si l'installation de consommation propose de la flexibilité de redispatching sur une base volontaire.

28. Les T&C OPA et T&C SA approuvées par la CREG s'insèrent dans le cadre de la première phase du projet iCAROS. Elle vise en premier lieu à réaliser la conversion nécessaire pour passer de l'actuel cadre d'exploitation contractuel non régulé (contrat CIPU signé par le BRP) à un cadre contractuel régulé qui distingue clairement les rôles et responsabilités de l'OPA (contrat OPA signé par le BRP/OPA) et du SA (contrat SA signé par le BRP/SA), conformément aux dispositions du SOGL et du RTF du 22 avril 2019.

29. Dans ces décisions, la CREG a affirmé que :

- les T&C OPA et T&C SA s'appliquent à toutes les unités de production et unités de stockage d'énergie raccordées directement ou via un GRFD au réseau de transport, d'une puissance nominale supérieure ou égale à 25 MW, à l'exception des unités de production d'électricité et aux parcs non synchrones de stockage qui servent à l'alimentation de secours, comme défini à l'article 2, §2 du RTF.
- tant le rôle d'OPA que le rôle de SA peuvent être assurés temporairement par le BRP.
- les unités techniques suivantes sont exemptées de l'obligation de participer :
 - unités de production et unités de stockage d'énergie qui sont raccordées directement ou via un GRFD au réseau de transport d'une puissance nominale inférieure à 25 MW : L'échange de données visé aux articles 46(1), 110 et 111 du SOGL et aux articles 246 à 252 du RTF est basé sur des informations standard, à moins que l'OPA de ces installations décide, sur une base volontaire, de signer le contrat SA (Considérant (21) de la proposition T&C SA) ;
 - installations de consommation raccordées directement ou via un GRFD au réseau de transport : L'échange de données visé aux articles 52(1) et 53(1) du SOGL, limité aux installations de consommation d'intérêt transfrontalier, est basé sur des informations standard. Pour les installations de consommation, aucun contrat SA ne peut être conclu durant cette période transitoire (Considérant (22) de la proposition T&C OPA) ;
 - unités de production et unités de stockage d'énergie raccordées au réseau de distribution : L'échange de données visé à l'article 49(a) du SOGL est basé sur des informations standard, à moins que le SA décide, sur une base volontaire, de signer le contrat SA (Considérant (23) de la proposition T&C SA).

30. Dans ces décisions, la CREG a en outre affirmé que :

- Les procédures connues dans le cadre du contrat CIPU sont maintenues. Seul l'échange d'informations est scindé pour se conformer au SOGL et au RTF.
- La terminologie utilisée est harmonisée avec celle du SOGL.
- L'article 252 du RTF, qui porte sur l'intégration de l'éolien offshore, notamment dans de mauvaises conditions météorologiques prévues ou non, a été traité.

31. Par lettre du 30 octobre 2023, Elia a soumis la Proposition à la CREG pour approbation. Elle était accompagnée d'une proposition de modification des T&C OPA et des règles de coordination et de gestion des congestions.

32. Toutefois, selon Elia, cette proposition s'inscrit toujours dans la phase 1 d'iCAROS (= période transitoire) et doit être considérée comme une deuxième et dernière étape de la période transitoire prévue aux articles 240 et 243 du Code de bonne conduite électricité.

Après cette période transitoire, les T&C SA devront être révisées en vue d'élargir l'obligation de souscrire le contrat SA aux unités non-CIPU et de scinder les rôles de l'OPA, du SA et du BRP. Cette révision se fera en plusieurs phases (voir les phases 2 et 3 du projet iCAROS au paragraphe 27). Chaque révision devra s'accompagner d'une nouvelle consultation publique et devra être soumise à l'approbation de la CREG et, le cas échéant, des régulateurs régionaux compétents.

33. La proposition de T&C SA introduite est donc encore soumise aux dispositions transitoires définies dans les articles 240 et 243 du Code de bonne conduite électricité et la conformité totale avec le cadre juridique européen et belge n'a pas encore été atteinte. Cette conformité avec le cadre juridique doit être atteinte avec la mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS.

À la demande de la CREG, Elia a donc établi une planification pour l'élaboration et la mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS.³ Cette planification a également été soumise pour consultation aux acteurs du marché. Cette planification ne fait toutefois pas partie de la demande d'approbation d'Elia.

34. Enfin, la nécessité de développer un cadre réglementaire pour les unités à accès flexible a également été identifiée en 2023. Ce cadre réglementaire doit être élaboré en 2024 et entraînera entre autres des modifications aux règles de coordination et de gestion des congestions.

3. CONSULTATION

35. Du 6 juin 2023 au 25 août 2023, soit pendant plus de onze semaines, Elia a organisé une consultation publique sur la Proposition.

36. La consultation publique sur la Proposition a été menée en même temps que la consultation sur une proposition de modification des T&C OPA et une proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

La planification et le contenu de la phase 2 d'iCAROS ont également été soumis pour consultation. Enfin, une note explicative en anglais a été jointe lors de la consultation⁴.

37. Pendant la consultation publique, Elia a reçu six remarques non confidentielles des parties prenantes suivantes (Annexe 2 de la présente décision) :

- la Belgian Offshore Platform (ci-après : « BOP ») ;
- Centrica ;
- Eneco Energy Trade SRL ;
- Febeg ;
- Febeliec ;
- Zandvliet Power SA.

³ Voir https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230606_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules, « Timing for iCAROS phase 2 » (en anglais)

⁴ Voir https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230606_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules, « T&C OPA, SA, Coordination Rules – Explanatory document » (en anglais)

38. La CREG examinera plus en détail les remarques et réponses des acteurs du marché et d'Elia dans la partie 4 de la présente décision, pour autant qu'elle ne soit pas d'accord avec ceux-ci. Les remarques et réponses figurant dans le rapport de consultation avec lesquels la CREG est d'accord ne sont pas incluses dans la présente décision.

39. Compte tenu de ce qui précède, le comité de direction de la CREG décide, en vertu de l'article 23, § 1^{er}, de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser, en application de l'article 40, 2^o, de son règlement d'ordre intérieur, de consultation sur la présente décision.

La consultation organisée par Elia est considérée par la CREG comme une consultation publique effective, étant donné qu'elle s'est tenue sur le site Web d'Elia, était facilement accessible depuis la page d'accueil de ce site Web et était suffisamment documentée. De plus, Elia a organisé une session d'informations le 8 février 2023 et Elia a envoyé un courriel à toutes les personnes enregistrées sur son site Internet web.

Cette consultation publique a duré plus de onze semaines. La CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue.

4. ANALYSE DE LA PROPOSITION

4.1. OBJECTIF DE LA PROPOSITION

40. Les T&C SA constituent le contrat type applicable au SA, tel que décrit à l'article 131 du Code de bonne conduite électricité. Les T&C OPA définissent entre autres les informations qui doivent être envoyées au GRT concernant les programmes de puissance active et de redispatching, les modalités et procédures de cet échange de données, les mécanismes d'adaptation du programme et les circonstances dans lesquelles ces adaptations ou ce redispatching donnent lieu à une indemnisation.

41. Tout comme les T&C OPA, les T&C SA s'insèrent dans le contexte de la gestion des congestions. Elles ont toutes les deux pour but de fournir au GRT les données nécessaires à l'exécution des analyses de sécurité et à la préservation de la sécurité d'exploitation du réseau. La proposition T&C SA concerne les programmes de puissance active de la semaine 5 jusqu'au temps réel ainsi que les prix des offres incrémentiels (I) et décrémentationnels (D) pour le redispatching.

42. Le GRT vérifie la cohérence des programmes conformément à l'article 112 du SOGL.

Conformément à l'article 70 du SOGL, le GRT élabore ensuite les modèles de réseaux individuels journaliers et infrajournaliers sur la base de ces programmes et évalue l'exactitude des données. Sur la base de ces modèles de réseau individuels, les coordinateurs régionaux de la sécurité compilent ensuite les modèles de réseau communs, conformément aux articles 70 et 79 du SOGL. Ils effectuent ensuite l'analyse de la sécurité d'exploitation et coordonnent les actions correctives pour respecter les limites de sécurité d'exploitation, conformément aux articles 75 et 76 du SOGL. L'une des actions correctives possibles est le recours à des services fournis par des tiers, tels que le redispatching d'utilisateurs de réseaux interconnectés de transport ou de distribution dans la zone de réglage du GRT, entre deux ou plusieurs GRT, conformément à l'article 22(1) e) et à l'article 55 c) du SOGL. Le SA doit donc également fournir au GRT les informations concernant les offres de puissance active disponible à la hausse et à la baisse et de redispatching.

43. Comme expliqué aux paragraphes 26 à 31 de la présente décision, seules les unités de production d'électricité et les installations de stockage d'énergie d'une puissance nominale supérieure ou égale à 25 MW, raccordées directement ou via un CDS au réseau de transport, sont aujourd'hui obligées d'échanger des informations sur la programmation et le prix des offres de redispatching. Conformément à l'article 128 du Code de bonne conduite électricité, cette obligation est élargie à d'autres catégories d'unités techniques et les modalités et conditions doivent figurer dans les T&C SA. Le Code de bonne conduite électricité prévoit certes aux articles 240 et 243 une période transitoire afin de passer progressivement à un cadre contractuel régulé conforme au cadre législatif européen et national. Elia a lancé en 2017 le projet iCAROS pour rationaliser cette conversion par phases.

Les T&C SA approuvées en 2020 par la CREG dans sa décision (B)2057 s'inscrivent dans la première phase de ce processus de conversion (« phase 1 iCAROS »), à savoir la période transitoire définie aux articles 240 et 243 du Code de bonne conduite électricité.

44. La Proposition introduite par Elia le 30 octobre 2023 se situe également dans la période transitoire de la « phase 1 iCAROS » (voir le paragraphe 33 de la présente décision). Avec cette Proposition, l'obligation de soumettre des programmes et de participer au redispatching (ci-après : « RD Energy Bids ») est toujours limitée aux unités de production d'électricité et aux installations de stockage d'énergie d'une puissance nominale supérieure ou égale à 25 MW, raccordées directement

ou via un CDS au réseau de transport, et le rôle du SA est toujours assumé par le BRP du point d'accès concerné. À cette fin, Elia invoque les dispositions transitoires des articles 240 et 243 du Code de bonne conduite électricité.

45. Les objectifs visés par la présente Proposition sont les suivants :

- Une conversion du processus actuel de détermination implicite des volumes de redispatching en un processus prévoyant un redispatching explicite des offres d'énergie (ci-après : « RG Energy bids »), nécessaire pour améliorer la qualité des volumes de redispatching estimés disponibles et pour participer au processus ROSC⁵ pour la coordination régionale de la sécurité d'exploitation, dont la mise en service est prévue en 2025. Les exigences relatives aux offres sont alignées, dans la mesure du possible, sur les exigences relatives aux offres de services d'équilibrage mFRR afin de faciliter, entre autres, la participation à la plateforme européenne mFRR MARI ;
- Le passage d'une rémunération basée sur le marché à une rémunération basée sur les coûts pour le redispatching infrajournalier. La rémunération pour le redispatching en journalier est déjà basée sur les coûts.
- Une transition vers la liberté de dispatching en infrajournalier avec l'introduction d'un « Redispatching Gate Closure Time » (RD GCT), en remplaçant le concept de « Red Zones » par celui de « Congestion Risk Indicators » (ci-après : « CRI »)

46. Une profonde révision de la proposition T&C SA est prévue lors des prochaines phases du projet iCAROS lorsque l'obligation de signer le contrat SA sera élargie aux autres catégories figurant à l'article 123 du Code de bonne conduite sur l'électricité (voir paragraphe 27 de la présente décision).

47. Les T&C SA sont divisées en deux volets : (i) les modalités et conditions qui définissent le cadre légal et (ii) le contrat SA, comprenant (ii.a) les conditions générales, (ii.b) les conditions spécifiques et (ii.c) les annexes.

L'analyse de la CREG ci-dessous tient compte de la structure décrite ci-dessus des T&C SA.

4.2. MODALITÉS ET CONDITIONS QUI DÉFINISSENT LE CADRE LÉGAL

4.2.1. Remarques préliminaires générales au niveau de la phase 1 d'iCAROS

48. En réponse à la consultation publique, les acteurs du marché ont formulé des remarques générales sur le processus suivi, le champ d'application et le design de la phase 1 d'iCAROS et le contenu des trois documents consultés (T&C OPA, T&C SA et les règles de coordination et de gestion des congestions).

49. **En ce qui concerne le processus suivi**, la BOP et la FEBEG s'inquiètent du fait que le design de la phase 1 d'iCAROS et son élaboration concrète dans les documents consultés n'ont pas été suffisamment discutées et avancées pour conclure la phase 1 et approuver formellement les T&C et les règles. Non seulement il manque une note de design détaillée, mais des éléments supplémentaires ont été ajoutés qui, selon la FEBEG et la BOP, n'auraient pas été proposés lors des workshops avec les acteurs du marché. Ainsi, selon eux, les commentaires honnêtes qu'ils ont

⁵ Méthodologie Core ROSC, Décision ACER 34/2020

donnés lors des workshops et des échanges bilatéraux avec Elia n'ont pas été inclus dans les documents consultés.

Dans sa réponse, Elia se dit surprise par la remarque selon laquelle la phase 1 du design d'iCAROS n'aurait pas été suffisamment discutée, étant donné que le design a déjà été consulté en 2017 et que plusieurs workshops ont eu lieu au cours desquels des éléments clés tels que le Retour au Programme Journalier (RTS) et le Redispatching Gate Closure Time (RD GCT) ont été discutés et débattus. Elia dit ne pas vouloir rouvrir les discussions sur le design de la phase 1 d'iCAROS.

La CREG ne peut pas juger si les éléments importants ont été suffisamment discutés ou non. La CREG constate toutefois que la note de design de 2018 d'iCAROS introduisait déjà la nécessité d'appliquer des pénalités pour les activations de redispatching et le RTS, et qu'Elia a présenté les pénalités proposées aux acteurs du marché lors de la session d'informations organisée le 15 février 2023. En outre, sur base des réponses à la consultation publique et des contacts bilatéraux avec la FEBEG et la BOP, la CREG constate qu'il existe le sentiment général que le contenu des documents consultés n'aurait pas été suffisamment discuté, que les propositions seraient perçues comme déséquilibrées et qu'il n'y aurait pas de consensus sur l'orientation/les principes proposés pour la gestion des congestions (voir également les remarques concernant le design et sa traduction dans les documents consultés, respectivement aux paragraphes 50 et 52 de la présente décision).

La CREG est d'accord avec la proposition d'Elia de ne pas rouvrir les discussions sur le contenu du design dans le cadre de la phase 1 d'iCAROS. En effet, le lancement de la phase 1 d'iCAROS est nécessaire pour atteindre l'objectif formulé au paragraphe 45 de la présente décision, à savoir permettre au marché belge du mFRR de rejoindre la plateforme d'équilibrage européenne MARI. La CREG comprend également qu'un report ou un retard supplémentaire du lancement de la phase 1 d'iCAROS pour des raisons opérationnelles et organisationnelles est inacceptable pour les parties concernées.

En outre, la CREG estime que, comme le précise le paragraphe 50 de la présente décision, un retour d'expérience est nécessaire pour évaluer et, le cas échéant, améliorer ou réviser les éléments de design introduits.

Enfin, la CREG estime que l'ensemble du design pour la gestion des congestions sera réexaminé dans les années à venir. Ceci notamment dans le cadre de l'extension prévue du domaine d'application dans la phase 2 d'iCAROS, mais aussi pour répondre aux besoins du marché dans un paysage énergétique changeant caractérisé par davantage d'unités renouvelables et flexibles (à grande échelle), par le risque de congestions structurelles évalué par Elia et par la mise en œuvre de processus coordonnés de gestion des congestions au niveau européen.

50. **En ce qui concerne le design de la phase 1 d'iCAROS**, la BOP et la FEBEG estiment que la proposition est déséquilibrée et qu'elle constitue un pas en arrière par rapport à ce qui avait été convenu dans le « package deal ». En particulier, l'introduction de pénalités est considérée comme disproportionnée et injustifiée, surtout en combinaison avec une rémunération basée sur les coûts. Ainsi que le risque d'une application généralisée du concept de « Retour au Programme Journalier » ou RTS à un niveau de CRI moyen ou élevé sans rémunération. La BOP et la FEBEG estiment également que la spécificité des différents types d'unités de production d'électricité n'est pas suffisamment prise en compte dans le design, principalement la différence entre les unités dépendantes des conditions météorologiques et les unités planifiables/coordonnables et les unités moins flexibles et flexibles. La BOP estime que le design proposé (avec, en particulier, des pénalités en cas d'écart et la non-rémunération des pertes de revenus en cas de RTS) pénalise les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques en raison de leur caractère limité de planification et des erreurs de prévision intrinsèques propres à la production d'électricité

dépendante des conditions météorologiques. La BOP et la FEBEG estiment que cette spécificité doit être reconnue et reflétée dans le design. En outre, la BOP et la FEBEG soulignent que le Règlement européen établit par défaut une rémunération basée sur le marché pour le redispatching et que l'on ne peut y déroger que dans certaines situations, sur la base d'une analyse et d'une justification approfondies de la nécessité et de l'efficacité de cette rémunération. Dans l'ensemble, la BOP estime que les révisions et les nouvelles procédures doivent être conçues pour maximiser les avantages des unités de production d'énergie renouvelable plutôt que de permettre à ces unités de s'intégrer dans un cadre initialement développé pour des unités entièrement contrôlables et planifiables.

La CREG estime que le design proposé apporte des améliorations par rapport à la situation actuelle avec les zones rouges (en particulier en ce qui concerne la liberté de dispatching en infrajournalier). Les préoccupations identifiées par différents acteurs du marché concernant le principe du RTS et l'application des pénalités sont abordées aux paragraphes 107 à 119 de la présente décision.

La CREG estime également qu'un retour d'expérience du design proposé (y compris la qualité de la détermination des CRI, la fréquence et l'impact du RTS en général et sur différents types d'actifs en particulier, l'impact sur le marché d'équilibrage du mécanisme de compensation proposé, l'impact du filtrage des offres d'équilibrage explicites dans les zones avec des niveaux de CRI moyens et/ou élevés) est nécessaire pour apporter d'autres améliorations ou modifications. Parallèlement à ce *retour d'expérience*, les alternatives proposées pour déterminer la *base* de rémunération des unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques, par exemple sur la base de mesures et de modèles validés de la production théorique ou de la *puissance active disponible* plutôt que sur la base de programmes, doivent être examinées et évaluées plus en détail. Tous ces éléments sont interdépendants et il n'est pas possible de considérer et/ou d'ajuster l'un d'entre eux séparément sans évaluer l'impact sur l'ensemble.

En outre, la CREG estime que de nombreux éléments de design proposés dans la phase 1 d'ICAROS devront être réévalués, justifiés et discutés dans le contexte de la phase 2 d'ICAROS, mais aussi déjà dans le contexte du développement d'un cadre réglementaire pour les unités à accès flexible. Alors que l'extension du champ d'application de la phase 2 d'ICAROS fournira plus de liquidité aux moyens de redispatching (et facilitera donc la possibilité d'une rémunération basée sur le marché), la présence d'unités à accès flexible entraîne, selon l'estimation des risques par Elia, des congestions structurelles sur le réseau belge (et donc la possibilité d'une exemption d'une rémunération basée sur le marché). En outre, le marché évolue très rapidement et Elia s'attend, entre autres, à une augmentation significative des grandes batteries raccordées au réseau de transport à partir de 2024. La CREG s'attend à des défis spécifiques concernant l'intégration efficace et non perturbatrice sur le marché de ces parcs de batteries au niveau de la gestion des congestions.

Enfin, au niveau européen et régional pour l'horizon 2025-2026, la mise en œuvre des processus pour l'analyse coordonnée de la sécurité (CSA) et la coordination de la sécurité d'exploitation en journalier et infrajournalier (processus Core ROSC) et le partage des coûts associés (Core RD & CS) sont en cours de préparation. Ces processus, qui exigent que toutes les ressources disponibles pour la gestion des congestions sur le réseau 220kV et 380kV (actions topologiques et redispatching) soient mises à disposition par les GRT individuels, peuvent avoir et auront également un impact sur les procédures de gestion des congestions qui peuvent (encore) être mises en œuvre au niveau national.

51. La CREG constate une **complexité croissante et des défis importants** pour l'avenir, tant au niveau de la gestion des congestions sur le réseau de transport que du développement d'un cadre efficace, transparent, non discriminatoire et non perturbateur sur le marché. La CREG conclut qu'il sera nécessaire de commencer par une **note de design** complète, comme l'ont demandé à juste titre les acteurs du marché, dans la perspective des modifications prévues des documents dans le cadre

de l'élaboration d'un cadre réglementaire fédéral pour les unités à accès flexible et dans le cadre de la phase 2 d'iCAROS.

52. **En ce qui concerne la mise en œuvre du design dans les différents documents**, la BOP estime que les versions consultées des trois documents (T&C OPA, T&C SA, règles de coordination et de gestion des congestions) ne contiennent pas de description claire des situations, des limitations et des valeurs seuils qui doivent être respectées par Elia dans l'application des instruments et ressources décrits. D'un point de vue juridique, la protection de l'utilisateur du réseau/OPA/SA contre les abus d'Elia est faible, voire inexistante. La BOP demande donc que de tels principes soient clairement reflétés dans les documents. La FEBEG partage également le sentiment que le design, tel que proposé dans les documents consultés, favorise principalement les intérêts d'Elia au détriment du BRP, SA ou OPA. Enfin, la FEBEG note qu'une scission complète des rôles de BRP, SA et OPA (comme envisagé dans la phase 2 d'iCAROS) nécessite des définitions claires des responsabilités concernant les rôles. Ces définitions sont essentielles pour faciliter la scission des rôles sans créer de barrière à l'entrée sur le marché. Cela est également essentiel pour créer un design de marché et un cadre juridique solides. Tous ces éléments sont encore absents de la version actuelle des documents. Enfin, selon la BOP, les T&C doivent clairement indiquer que les instruments décrits ne peuvent être utilisés que dans le cadre de la gestion des congestions et non, par exemple, dans le cadre de l'équilibrage.

En ce qui concerne le risque d'abus des instruments disponibles, Elia répond que la coordination des unités par Elia, telle que décrite dans les processus inclus dans les T&C OPA et T&C SA, se fait selon les règles de coordination et de gestion des congestions qui sont également soumises à l'approbation du régulateur.

La CREG est d'accord avec cette réponse mais partage également l'avis des acteurs du marché selon lequel différents éléments des règles de coordination et de gestion des congestions doivent être plus transparents et clairement décrits et qu'Elia a le devoir, vis-à-vis des utilisateurs du réseau, de garantir la qualité des prévisions CRI. Si la qualité des prévisions CRI n'est pas exacte, les restrictions imposées aux unités soumises au contrat SA dans la zone électrique considérée, par exemple via une demande de RTS, ne sont pas efficaces ou pas justifiées. La CREG se réfère à cet égard aux paragraphes 46 et 88 de la décision (B)2752 relative aux règles de coordination et de gestion des congestions dans lesquels la CREG demande qu'Elia – comme l'a demandé la FEBEG dans sa réponse à la consultation – élabore un plan d'action pour surveiller la qualité des CRI et utilise cette surveillance comme input pour une amélioration continue.

En ce qui concerne l'absence de délimitation claire des rôles et responsabilités du BRP, SA et OPA et la possibilité d'une scission complète de ces rôles, Elia indique qu'une scission complète ne sera pas encore introduite dans la phase 1 d'iCAROS. Elia reconnaît que le point soulevé par la FEBEG est crucial et qu'il sera inclus dans le calendrier de mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS. La CREG marque son accord sur ce point.

En ce qui concerne les instruments repris dans les T&C OPA et T&C SA, Elia confirme qu'ils sont uniquement utilisés dans le cadre de la gestion des congestions telle qu'alignée dans les règles de coordination et de gestion des congestions, à l'exception de l'utilisation des RD Energy Bids dans des cas spécifiques tels que repris dans le LFC BOA. La CREG marque son accord sur ce point.

53. **En ce qui concerne le domaine d'application de la phase 1 d'iCAROS**, la FEBEG reconnaît que, pendant la période transitoire, elle limite les obligations du SA et de l'OPA aux unités de production d'électricité et aux installations de stockage d'énergie raccordées au réseau de transport d'une puissance nominale supérieure ou égale à 25 MW. Cependant, la FEBEG déclare que ce champ d'application limité complique l'identification et la gestion précises des congestions. En outre, la

FEBEG affirme que ces unités - combinées aux éléments additionnels dans le design proposé pour la phase 1 d'iCAROS - sont discriminatoires à l'égard d'autres unités, y compris les unités de consommation raccordées au réseau de transport. La FEBEG souligne la nécessité d'une situation équitable pour tous les utilisateurs du réseau et demande, en attendant, une révision du design proposé (obligations, pénalités et cadre) dans la phase 1 d'iCAROS.

Elia est d'accord avec la FEBEG qu'une extension du champ d'application des obligations du SA et de l'OPA à toutes les unités de production d'électricité et aux installations de stockage d'énergie raccordées au réseau de transport d'une puissance nominale supérieure ou égale à 1 MW est toutefois juridiquement nécessaire et se réfère au calendrier proposé pour la mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS. Elia rappelle que dans le cadre juridique européen et national, une distinction est autorisée en ce qui concerne l'échange de données prévisionnelles entre les GRT et les unités de production d'électricité raccordées au réseau de transport d'une part (article 46 du SOGL) (et par extension les installations de stockage d'énergie) et les installations de consommation raccordées au réseau de transport d'autre part (article 52(2) du SOGL et article 128, §2 du Code de bonne conduite électricité).

La CREG est d'accord avec la réponse d'Elia. La CREG souligne que l'extension du champ d'application des T&C SA est légalement requise sur la base de l'article 46 du SOGL et de l'article 123 du Code de bonne conduite électricité.

4.2.2. Considérants

54. En ce qui concerne les considérants de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation.

55. La CREG note que le Considérant (11) fait référence aux unités auxquelles s'appliquent ces T&C SA, ainsi qu'à l'utilisation de règles standard pour les unités de production d'électricité et les installations de stockage d'énergie raccordées au réseau de transport d'une puissance nominale inférieure à 25 MW mentionnées au Considérant (19).

La CREG demande à Elia d'ajouter dans les Considérants (11) et (19) une référence à la base légale pour cette situation exceptionnelle temporaire, à savoir l'article 243 du Code de bonne conduite électricité. Cet ajout doit être effectué avant qu'Elia ne publie la Proposition approuvée par la CREG sur son site web.

4.2.3. Article 1^{er} : objet et champ d'application

56. En ce qui concerne l'article 1^{er} de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.2.4. Article 2 : Date d'entrée en vigueur

57. L'article 2(6) de la Proposition stipule ce qui suit :

« Le facteur d'incitation de l'Annexe 11.A du Contrat SA sera progressivement adapté selon le calendrier d'exécution suivant :

(a) Pour une période de douze (12) mois à compter de la date d'entrée en vigueur de ces T&C SA, si le premier (1^{er}) jour du mois ou, à défaut, le premier (1^{er}) jour du mois suivant l'entrée en vigueur de ces T&C SA, le facteur d'incitation sera égal à zéro (0) pour cent ;

(b) Pour les douze (12) mois suivants, le facteur d'incitation sera égal à cinq (5) pour cent ;

(c) Après ces douze (12) mois, le facteur d'incitation sera égal à dix (10) pour cent. »

Suite à la consultation publique, Elia a ajouté la clause susmentionnée dans sa Proposition. La référence à l'Annexe 11.A du Contrat SA concerne les « Incitants liés au contrôle de l'activation ».

Elia a procédé à cette adaptation en réponse au feedback des acteurs du marché sur l'application des pénalités, initialement proposées dans l'Annexe 11.A du Contrat SA, qui étaient de 25 % et qui avaient été soumises pour consultation.

La FEBEG et la BOP ont clairement indiqué leur désaccord avec l'application de pénalités, en particulier en combinaison avec une rémunération basée sur les coûts. Les deux parties prenantes ont indiqué qu'un lancement de la phase 1 d'iCAROS avec des pénalités dans la phase initiale est inacceptable et que l'introduction de pénalités ne peut se faire qu'après révision de la tolérance et seulement lorsque sa nécessité sera démontrée, c'est-à-dire qu'elle soit essentielle pour des raisons de sécurité du système et qu'aucune mesure alternative ne soit possible.

La CREG constate que l'application de pénalités (terme utilisé dans la version consultée de la Proposition du 6 juin 2023 ; et renommées « incitants » après sa soumission à la CREG le 30 octobre 2023) est fortement contestée, entre autres, par la FEBEG (dont les membres sont principalement des entités remplissant le rôle de SA) et la BOP, notamment en ce qui concerne les incitants liés au contrôle de l'activation (Annexe 11.A) et liés au contrôle du retour au programme journalier (Annexe 11.B).

En revanche, FEBELIEC (dont les membres ne remplissent généralement pas le rôle de SA) accepte d'appliquer des incitants lorsqu'un fournisseur de services ne respecte pas un plan d'indisponibilité, un programme ou un RD Energy Bid soumis par le fournisseur de services lui-même.

La CREG constate qu'une base juridique correcte pour donner un incitant à un SA fait défaut. Le SOGL ne prévoit nulle part la possibilité d'inclure dans les T&C SA des incitants qui encourageraient le SA à remplir qualitativement certaines obligations. Les incitants ne sont mentionnés que dans le contexte de l'EBGL, mais ils ne peuvent être imposés qu'à un BRP, un BSP ou un GRT et, en outre, les incitants ne peuvent pas perturber le marché. Pour une justification plus détaillée, la CREG renvoie au titre 4.3.16 de la présente décision.

En outre, le concept d'« amende » ou de « pénalité » n'est plus inclus dans le Code de bonne conduite électricité. Le Code de bonne conduite électricité stipule à l'article 126, 7° que : « *Le contrat type de responsable de la planification des indisponibilités décrit, dans le respect des dispositions de la ligne directrice européenne SOGL ou de conditions et méthodologies qui en découlent, en termes de planification des indisponibilités, au moins : 7° les modalités d'une éventuelle clause indemnitaire et les circonstances dans lesquelles elle est applicable.* »

58. L'article 2(6) de la Proposition propose une approche progressive, à savoir que le facteur d'incitation mentionné à l'Annexe 11.A devrait commencer à 0 %. Il serait ensuite porté à 5 % pendant 12 mois supplémentaires, puis à 10 %.

La CREG peut accepter la première phase de 12 mois égale à 0 %. Toutefois, tant qu'aucune base légale correcte n'a été démontrée permettant à Elia d'imposer un incitant, basé sur le SOGL, à un SA pour que ce dernier remplisse qualitativement ses obligations, la CREG ne peut pas accepter les 5 % et les 10 % qui suivent.

Ce qui est possible, en revanche, c'est l'imposition d'une clause indemnitaire. Il incombe à Elia de démontrer, sur la base de données historiques, le dommage qu'elle subirait en cas de non-respect des obligations. En outre, la marge de tolérance proposée à l'annexe 9.B doit être justifiée sur la base de données historiques et de l'expérience pratique, et doit être révisée en conséquence. Enfin, en cas de constatation d'une qualité de service inférieure à la norme (à la fois générale et pour des situations spécifiques), les causes doivent être identifiées et des alternatives doivent être recherchées pour garantir la qualité du service.

Par conséquent, la CREG n'approuve que le facteur d'incitation égal à 0 %. Si, après 12 mois à compter de l'entrée en vigueur de la Proposition approuvée, Elia peut démontrer qu'il existe une base légale pour accorder un incitant à un SA ou qu'une clause indemnitaire serait justifiée au motif qu'Elia subit un dommage en raison du non-respect de certaines obligations par le SA, celle-ci peut être révisée et ouverte à l'introduction d'un incitant ou d'une clause indemnitaire.

59. En ce qui concerne le délai pour l'entrée en vigueur de la Proposition et la signature des contrats mentionnés à l'Article 2(3) et à l'Article 2(5), la FEBEG attire l'attention sur l'important travail contractuel et de test requis pour la phase de lancement.

Elia est d'accord et se réfère à la « *Roadmap des tests communs* » proposée par Elia pour tous les aspects opérationnels et informatiques et indique qu'elle entamera le processus contractuel à partir de la date d'approbation des documents réglementaires. La CREG ne formule aucune remarque complémentaire à ce sujet.

4.2.5. Article 3 : Impact attendu sur les objectifs du SOGL

60. En ce qui concerne l'Article 3 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation.

61. Dans ce contexte, la remarque générale formulée par la FEBEG sur l'éventuel problème de discrimination et d'inefficacité dû au champ d'application limité des unités techniques obligées de participer à la phase 1 d'iCAROS est appropriée, et ce alors que la non-discrimination et l'efficacité sont des principes importants du SOGL, comme le stipulent les articles 3(1)(a) et 3(1)(c).

La CREG confirme que les objectifs n'ont pas encore été entièrement atteints dans la phase 1 d'iCAROS. Dans l'attente de la mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS, la CREG demande qu'Elia fasse référence, à l'Article 3(1) et à l'Article 3(1)(c), à la disposition transitoire de l'Article 243 du Code de bonne conduite pour électricité (voir également le paragraphe 55 de la présente décision). Cet ajout doit être effectué avant que la Proposition approuvée soit publiée sur le site web d'Elia.

La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur l'article 3.

4.2.6. Article 4 : Langue

62. En ce qui concerne l'Article 4 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.3. CONDITIONS SPÉCIFIQUES DES T&C SA

4.3.1. Remarques générales

63. Lors de la consultation, les acteurs du marché ont formulé plusieurs remarques générales qui ne concernent pas uniquement l'ensemble des documents consultés (T&C OPA, T&C SA et règles de coordination et de gestion des congestions) de la phase 1 d'iCAROS. Pour une discussion générale de ces remarques au niveau de la phase 1 d'iCAROS, la CREG fait référence aux paragraphes 48 à 53 de la présente décision.

64. Les principales remarques qui s'appliquent directement à la Proposition concernent :

- la suppression de la catégorie « Limited Coordinable Unit » ;
- l'introduction du concept « Redispatching Gate Closure Time » ;
- l'extension de l'application du concept « Retour au Programme Journalier » à un niveau de CRI moyen ou élevé ;
- l'utilisation des programmes introduits comme *base* pour la rémunération du redispatching d'unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques ;
- l'introduction d'une rémunération basée sur les coûts pour le redispatching infrajournalier (en combinaison avec des pénalités)
- l'application d'incitants liés au contrôle d'activation ;
- l'application d'incitants liés au contrôle du retour au Programme Journalier ;
- l'application d'incitants liés au contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données ;
- les obligations d'Elia envers les utilisateurs du réseau, par exemple en matière de transparence et de prévention de l'utilisation abusive des mécanismes proposés ;

Ci-dessous, la CREG aborde ces remarques générales pour chacun des articles concernés, conjointement avec les remarques spécifiques à chaque article.

4.3.2. Article II.1 : Définitions

65. Febeliec, la FEBEG et Zandvliet Power constatent qu'Elia propose de ne prévoir que deux catégories pour le niveau du caractère coordonnable d'une Installation Technique, à savoir coordonnable et non coordonnable. Aujourd'hui, il existe également la catégorie « Coordonnable limité », qui est supprimée dans la Proposition. Febeliec, la FEBEG et Zandvliet Power ont formulé plusieurs remarques à ce sujet lors de la consultation.

Febeliec indique que certaines unités sur des sites industriels ne sont coordonnables que sous certaines contraintes techniques et estime que le concept pourrait donc devoir être affiné à l'avenir ou que davantage de clarifications sont nécessaires en ce qui concerne les unités de consommation.

Zandvliet Power en déduit qu'en vertu des définitions prévues de « coordonnable » et « non coordonnable », un cycle combiné vapeur-gaz (TGV ou CCGT) tel que celui exploité par Zandvliet Power sur le réseau de distribution fermé de BASF devrait être considéré comme non coordonnable.

En effet, lorsque la TGV doit fournir de la vapeur à des processus industriels, celle-ci n'est pas coordonnable. En revanche, elle l'est dans les autres modes de fonctionnement. Zandvliet Power regrette que, de cette manière, la Proposition ne soit plus en mesure d'offrir la flexibilité techniquement disponible pour les services de réseau à Elia et à la zone de contrôle belge.

La FEBEG est d'accord avec les remarques ci-dessus. La FEBEG propose de définir le statut de coordonnabilité d'une unité non pas comme un paramètre statique, mais comme un paramètre qui peut être adapté sur une base journalière, par exemple dans le cadre de la stratégie d'offre journalière, indiquant ainsi la flexibilité techniquement disponible de l'unité pour un intervalle de temps donné.

Dans sa réponse, Elia indique que le niveau de coordonnabilité est déterminé par direction et que les contraintes de niveau de ramping sont traduites dans les caractéristiques des RD Energy Bids. Elia confirme que la Proposition considère effectivement le niveau de coordonnabilité d'une Installation Technique comme un paramètre statique, défini lors de la signature du contrat SA. Elia précise qu'une Installation Technique non coordonnable peut en effet offrir de la flexibilité pour le redispatching à des moments où elle est techniquement capable de le faire. Enfin, Elia indique que le concept proposé peut être adapté dans le cadre de la phase 2 d'iCAROS sur la base du retour d'expérience et de cas supplémentaires tels que les installations de consommation.

La CREG partage les préoccupations exprimées par les acteurs du marché. En outre, la CREG est surprise de constater qu'Elia, dans sa réponse à la consultation publique, donne l'impression que la flexibilité techniquement disponible peut être offerte pour la gestion des congestions. La CREG fait référence à l'article 130 §1^{er} du Code de bonne conduite électricité qui stipule que la flexibilité techniquement disponible doit être offerte : « *Pour toute installation électrique faisant l'objet d'une programmation obligatoire telle que visée à l'article 128, § 1^{er}, la puissance active disponible à la hausse et à la baisse sur cette installation est tenue à la disposition du gestionnaire du réseau de transport en vue notamment de permettre à celui-ci d'effectuer des actions correctives de redispatching* ». Accorder une exception à cette règle pour les Installations Techniques qui ne peuvent pas offrir de flexibilité dans certains modes de fonctionnement soulève des questions en ce qui concerne la non-discrimination, l'efficacité technico-économique et la sécurité du système.

Par conséquent, la CREG demande à Elia – comme elle l'a elle-même proposé – dans le cadre de la phase 2 ou antérieure d'iCAROS, de clarifier ou de réévaluer les définitions proposées de « coordonnable » et « non coordonnable » dans les T&C SA sur la base du retour d'expérience et en tenant compte des remarques formulées par les acteurs du marché et la CREG.

66. La FEBEG, la BOP et Eneco ont formulé plusieurs remarques qui peuvent être liées à la définition de la *base*. *En effet, la* définition de la base détermine ce qui peut être considéré comme du redispatching (ou plus largement comme une action corrective).

La définition (9) de la Proposition assimile la *base* dans le cadre du contrat SA au Programme Journalier. Concrètement, il en résulte que le Programme Journalier est la référence par rapport à laquelle le volume de redispatching est déterminé et qu'un « Retour au Programme Journalier » n'est pas considéré comme une action corrective.

La CREG constate que cette définition est conforme aux dispositions de l'article 131 §1, 8° et 9° du Code de bonne conduite électricité qui prend le plan ou le programme comme point de départ, à savoir (propre soulignement) :

Art. 131 § 1^{er}. *Le contrat type de responsable de la programmation comporte, dans le respect des dispositions de la ligne directrice européenne SOGL en termes de programmation et de redispatching, au moins :*

(...)

8° le mécanisme relatif aux **adaptations**, à la demande du gestionnaire du réseau de transport, **du programme** visé à l'article 128 sous forme d'activation de puissance disponible ainsi que les circonstances dans lesquelles ces adaptations mènent à une rémunération. Ces **rémunérations éventuelles** devant couvrir des coûts démontrables et raisonnables directement générés par la **modification dudit plan** ;

9° la possibilité pour le gestionnaire du réseau de transport d'imposer **un retour au programme** de l'installation lorsque celle-ci dévie ou va dévier de ce dernier, et ce, **sans rémunération** ;

La CREG partage toutefois la lecture de la BOP selon laquelle la définition de « redispatching » telle qu'elle figure dans le Règlement électricité laisse une marge d'interprétation :

26. « Redispatching », une **mesure, y compris de réduction**, qui est activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou de réseau de distribution et consistant à **modifier le modèle de production, de charge**, ou les deux, de manière à modifier les flux physiques sur le système électrique et soulager ainsi une congestion physique ou assurer autrement la sécurité du système ;

La référence à la méthode européenne d'analyse coordonnée de la sécurité (« CSAM »⁶) dans la réponse d'Elia à cette remarque est également pertinente dans ce contexte, car elle indique comment cette définition de redispatching (ici sous les termes plus larges de « action corrective ») a pris forme dans les méthodologies concrètes. L'article 21 (4) de la CSAM stipule :

« The injections and withdrawals shall **by default** be determined by each TSO **based on the latest market schedules and forecasts of load and intermittent generation** (...). Any deviation from these default assumptions shall be considered as a remedial action ».

Selon cette interprétation, une action corrective est un écart par rapport aux informations d'injection ou de prélèvement actuellement disponibles et attendues en temps réel, c'est-à-dire au moment de la demande et, plus spécifiquement : sur la base des derniers programmes et prévisions reçus concernant la demande et la production d'électricité renouvelable. Étant donné que les programmes des unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques, soumis aux T&C SA, sont réputés être égaux à la production d'électricité prévue à ce moment, l'interprétation du « redispatching » telle que prévue dans le Code de bonne conduite Électricité et dans la Proposition est conforme à l'interprétation donnée à l'article 21(4) de la CSAM. La CREG note toutefois que la citation de l'article 21(4) de la CSAM mentionnée ci-dessus fait partie de l'article traitant de la modélisation des réseaux individuels et que la définition citée d'« action corrective » doit donc être lue dans ce contexte. Ainsi, bien qu'il s'agisse d'une interprétation possible de ce que l'on peut entendre par les termes « action corrective », la CREG n'exclut pas d'autres définitions dans le contexte des T&C SA.

67. Compte tenu de ce qui précède, la CREG décide, sur la base de l'article 131 §1^{er} du Code de bonne conduite électricité, d'approuver la définition de base à l'article II.1 de la Proposition. La CREG n'exclut toutefois pas que d'autres définitions pour la base, notamment pour les unités de production d'électricité renouvelable, puissent être utilisées à l'avenir. Une adaptation de la définition de la base pour les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques, par exemple la puissance disponible théorique ou la *Puissance Disponible Active* (AAP) comme proposé par la BOP, nécessite actuellement des recherches et des évaluations supplémentaires, tant au niveau de la mise en œuvre pratique qu'au niveau du design du marché.

⁶ Voir https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER_Decision_CSAM-AnnexI_Rectified.pdf

La CREG demande dès lors qu'Elia examine et évalue des bases alternatives pour les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques en vue de la préparation de la phase 2 d'iCAROS et en concertation avec les acteurs du marché. Il s'agit ici d'examiner tant l'impact au niveau de la mise en œuvre pratique (appareils de mesure, validation, communication...) qu'au niveau du desing du marché et de la gestion des congestions. En effet, il est important de ne pas rémunérer l'unité lorsque, en raison de facteurs de marché (prix négatifs, prix de déséquilibre) – sans intervention du GRT – l'unité se serait écartée de la puissance théoriquement disponible et, plus généralement, de ne pas créer de distorsions sur le marché.

68. La CREG constate que dans les définitions des paramètres exprimant une quantité de puissance ou d'énergie, l'unité (MW, MWh) n'est pas mentionnée de manière cohérente. La CREG demande à Elia de compléter ce point avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

4.3.3. Article II.2 : Conditions de participation pour le SA

69. En ce qui concerne l'Article II.2 de la Proposition, Centrica a fait référence au fait que l'attribution obligatoire du **rôle de SA au BRP constitue une barrière à l'entrée sur le marché** pour les acteurs du marché souhaitant offrir des services d'équilibrage.

70. La CREG confirme que la situation actuelle constitue une barrière à l'entrée sur le marché. En effet, l'article 129 du Code de bonne conduite électricité stipule que « *Lorsqu'une installation participe également à un ou plusieurs services d'équilibrage, conformément au titre 8.2, le responsable de la programmation de l'installation ne peut être que l'utilisateur du réseau de transport concerné ou le fournisseur de services d'équilibrage concerné* ». Ainsi, tant que le rôle de SA est obligatoirement attribué au BRP de l'installation concernée, les services d'équilibrage ne peuvent être offerts que par la partie qui assume le rôle de BRP.

La CREG reconnaît qu'une scission des rôles de SA et BRP est absolument nécessaire pour supprimer la barrière à l'entrée sur le marché susmentionnée. Cela doit se faire dans le cadre de la phase 2 d'iCAROS. La CREG fait référence à cet égard au paragraphe 33 de la présente décision.

4.3.4. Article II.3 : Conditions pour les points de livraison

71. En ce qui concerne l'article II.3 de la Proposition, la FEBEG s'est inquiétée du fait que, dans la phase 1 d'iCAROS, l'obligation de participer aux T&C SA est toujours limitée aux unités de production d'électricité et aux installations de stockage raccordées au réseau de transport de 25 MW ou plus.

La CREG est d'accord et se réfère à la discussion sur le champ d'application de la phase 1 d'iCAROS et l'extension prévue du champ d'application dans la phase 2 d'iCAROS au paragraphe 53 de la présente décision.

4.3.5. Article II.4 : Test de communication

72. En ce qui concerne l'Article 4 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation.

73. La CREG constate qu'aucun test n'est prévu à l'article II.4.1 pour les exigences de communication relatives à l'introduction des programmes journaliers telles que reprises à l'annexe 4 de la proposition des T&C SA. La CREG constate également qu'aucune annexe n'est prévue pour la communication relative à la procédure Must-Run/May-Not-Run.

La CREG demande à Elia de combler cette lacune après la phase 2 d'iCAROS.

4.3.6. Article II.5 : Demandes Must-Run et May-Not-Run

74. En ce qui concerne l'Article II.5 de la Proposition, les acteurs du marché ont formulé plusieurs remarques lors de la consultation.

75. La BOP demande dans quelles conditions Elia peut demander un Must-Run ou un May-Not-Run et si cela est uniquement lié à la sécurité du système. Elia confirme que cela n'est effectivement possible que pour des raisons de sécurité du système et comme décrit dans les règles de coordination et de gestion des congestions. Ceci a été clarifié à l'article II.5.4 de la Proposition. La CREG marque son accord sur ce point. En outre, la BOP et la FEBEG ont formulé des remarques concernant la rémunération d'un May-Not-Run telle qu'elle est reprise dans l'annexe 10 de la Proposition. La CREG répond à ces remarques au paragraphe 134 de la présente décision.

4.3.7. Article II.6: Introduction du Programme Journalier

76. En ce qui concerne l'Article II.6 de la Proposition, les acteurs du marché ont formulé les remarques suivantes lors de la consultation.

Premièrement, Centrica demande que les CRI du jour J soient publiés dès 18 h 00, c'est-à-dire après la finalisation de l'analyse de sécurité du réseau sur base des résultats du marché journalier, et ce à des fins opérationnelles. Dans sa réponse, Elia fait référence au fait que les résultats de l'analyse coordonnée de la sécurité du réseau au niveau régional ne sont disponibles qu'après 22 h 00. La CREG est d'accord avec cette réponse d'Elia mais estime que l'article II.6.6 est assez confus, car il donne l'impression qu'Elia effectue et aura terminé l'analyse de sécurité du réseau entre 15 h 00 et 18 h 00. La CREG demande qu'Elia clarifie quels processus d'analyse de sécurité elle exécute entre 15 h 00 et 18 h 00 et qui légitiment la suspension de la validation des programmes actualisés pendant cette période. Cette clarification doit être effectuée avant que la Proposition approuvée soit publiée par Elia sur son site web.

77. Deuxièmement, la BOP fait référence à la procédure relative au redémarrage du PPM offshore à la suite d'une tempête maritime, telle que décrite à l'Article II.6.8. La CREG demande qu'Elia tienne compte des remarques de la BOP relatives à cette procédure dans le cadre de la phase 2 d'iCAROS.

4.3.8. Article II.7 : Introduction des RD Energy Bids

78. En ce qui concerne l'Article 7 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation.

79. La CREG constate que l'article II.7.4 peut donner l'impression que l'introduction d'un RD Energy Bids dans la direction coordonnée du point de livraison est optionnelle. La CREG note toutefois que toute la flexibilité techniquement disponible doit être obligatoirement offerte à des fins de gestion des congestions. La CREG est d'avis qu'à l'article II.7.4., les termes « hoeft aan te bieden » doivent être remplacés par « dient aan te bieden ». Cette adaptation doit avoir lieu au plus tard lorsqu'Elia soumettra à l'approbation de la CREG une nouvelle proposition pour la phase 2 d'iCAROS.

80. Dans ce cadre, la remarque des acteurs du marché concernant l'impact de la suppression de la catégorie « Limited Coordinable Units » et de l'autorisation des seules catégories « Coordonnable » et « Non coordonnable » est également pertinente (paragraphe 65 de la présente décision).

Selon la CREG, si une unité telle qu'une CCGT, qui dépend du mode de fonctionnement, peut ou ne peut pas fournir de flexibilité et se voit uniquement attribuer le label statique « Non coordonnable », il n'est pas clairement établi, sur la base de la formulation de l'article II.7.4., que cette unité puisse être effectivement obligée de le faire à des moments où le mode de fonctionnement est techniquement capable de fournir de la flexibilité comme le prévoit l'article 130 §1 du Code de bonne conduite électricité. La CREG demande à Elia de clarifier les obligations d'introduction de RG Energy Bids pour les unités dont la coordonnabilité dépend du mode de fonctionnement. Cette adaptation doit avoir lieu au plus tard lorsqu'Elia soumettra à l'approbation de la CREG une nouvelle proposition pour la phase 2 d'iCAROS.

4.3.9. Article II.8 : Lien entre le Programme Journalier et le RD Energy Bid

81. En ce qui concerne l'Article 7 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.3.10. Article II.9 : Activation d'un RD Energy Bid

82. En ce qui concerne l'Article II.9 de la Proposition, les acteurs du marché ont formulé les remarques suivantes.

83. La FEBEG a indiqué que l'annulation d'un RD Energy Bid doit également être remboursée, étant donné que le SA pourrait avoir déjà encouru des coûts. Elia a indiqué qu'elle était d'accord et a corrigé ce point dans l'article II.9.8. Ce n'est qu'en cas d'annulation avant 22 h 00 le jour J-1 que la rémunération devient caduque. La CREG marque son accord sur ce point.

84. La FEBEG formule des remarques concernant la proposition de correction du périmètre BRP basée sur la « block approach » telle que décrite à l'annexe 7.C. et visée à l'article II.9.9. La CREG est d'accord avec le principe de base avancé par la FEBEG selon lequel une activation correcte par le SA ne peut pas entraîner de risque financier pour le SA. La CREG comprend de la réponse d'Elia qu'à l'heure actuelle, la « block approach » est une solution pragmatique et réalisable. Elia reconnaît toutefois que, dans certaines conditions, cette « block approach » pourrait bien entraîner un désavantage financier pour le SA. Dans sa réponse à cette remarque de la FEBEG, Elia évoque donc la possibilité d'un règlement ex post sur la base des coûts réellement encourus.

La CREG estime que la proposition de « block approach » est pragmatique et acceptable à l'heure actuelle compte tenu de la possibilité d'un règlement ex post en cas de désavantage financier subi par le SA. Il conviendra toutefois d'examiner comment la procédure de règlement ex post peut être améliorée en douceur et avec précision. La CREG demande également à Elia de suivre ces cas et d'en faire rapport à la CREG. Le cas échéant, et éventuellement spécifiquement pour certains types d'actifs, la CREG demandera à Elia de proposer des alternatives à la « block approach » en concertation avec les acteurs du marché. En fonction du résultat de l'enquête, du suivi et du rapport remis à la CREG, il sera décidé si une adaptation des T&C SA est nécessaire ou non.

4.3.11. Article II.10 : Retour au Programme Journalier

85. En ce qui concerne l'Article II.10 de la Proposition, les acteurs du marché ont formulé des remarques à la fois générales et spécifiques.

86. La FEBEG et la BOP ont indiqué que le concept de Retour au Programme Journalier (RTS) n'avait pas été suffisamment discuté avec les acteurs du marché. La demande de Centrica de valider la bonne compréhension du concept semble également le confirmer.

La CREG reconnaît que la discussion de la procédure RTS à l'Article II.10 n'est pas claire et que la justification de la nécessité de son application du point de vue de la sécurité du système aurait pu être mieux développée dans la note explicative. Ce point est développé dans les paragraphes ci-dessous.

87. Tout d'abord, la CREG estime qu'il convient de préciser à quel moment exactement la demande de RTS est envoyée et pourquoi. L'Article II.10 de la Proposition n'est pas clair à ce sujet. La CREG comprend qu'une demande de RTS devrait être envoyée au plus tard avant le début du quart d'heure considéré. Toutefois, la CREG se demande pourquoi Elia doit attendre le temps réel pour envoyer la demande de RTS si le niveau de CRI pour le quart d'heure considéré est déjà connu plus tôt et qu'Elia indique qu'un CRI moyen ou élevé déclenche automatiquement une demande de RTS pour toutes les unités dans la zone considérée.

88. Dans ce contexte, il convient de préciser à quel moment et sur la base de quels paramètres les CRI peuvent encore être mis à jour et si cela peut encore être fait pendant la période de neutralisation. Si un niveau de CRI ne peut plus changer pendant la période de neutralisation du quart d'heure considéré, la demande de RTS pourrait être envoyée juste après le RD GCT et donc être considérée comme une demande « *Stay On Schedule* ».

89. Ensuite, la CREG note une incohérence possible entre les niveaux de CRI déterminés sur une base horaire (Article 16 des règles de coordination et de gestion des congestions) et le processus de RTS qui semble avoir une résolution sur une base quart horaire (ou trois quarts d'heure consécutifs).

La formulation actuelle de l'Article II.10.1 de la Proposition stipule que « Un retour au Programme Journalier est une demande d'ELIA, pour un seul Point de Livraison, visant à se conformer au dernier Programme Journalier validé *et est valable immédiatement jusqu'à la fin du troisième quart d'heure après la demande* » (propre soulignement et propre traduction). Cependant, si la demande de RTS est envoyée dans le deuxième ou troisième quart d'heure d'une heure donnée avec un CRI moyen ou élevé pour les trois quarts d'heure consécutifs, mais que l'heure suivante est caractérisée par un CRI bas, alors une demande de RTS sur une période de 3 quarts d'heure est trop longue. En effet, Elia ne peut pas demander de RTS pour un quart d'heure avec un CRI bas.

En partant de la perspective du CRI, on pourrait affirmer qu'une demande de RTS s'applique à l'heure entière pour laquelle le CRI est moyen ou élevé. D'autre part, dans la perspective où Elia propose une liberté de dispatching jusqu'au RD GCT ou 45 minutes avant le temps réel, une restriction ne pourrait s'appliquer que pour un maximum de 3 quarts d'heure. Une troisième option est que le CRI soit calculé sur base quart horaire ; et qu'après le RD GCT du quart d'heure considéré (c'est-à-dire 45' avant le temps réel), la demande de RTS ne s'applique qu'à ce quart d'heure spécifique.

90. La CREG a reçu des clarifications par e-mail d'Elia le 22 février 2024 concernant l'approche prévue par Elia dans la phase 1 d'iCAROS pour les questions susmentionnées. En général, Elia prévoit d'envoyer un RTS pendant le premier quart d'heure d'une heure durant laquelle un CRI moyen ou élevé a été identifié, et ce pour les trois derniers quarts de l'heure considérée.

La CREG demande à Elia d'intégrer les clarifications dans la version finale de la Proposition approuvée, et ce avant qu'Elia ne publie la Proposition approuvée sur son site web.

91. Parallèlement, la CREG demande qu'Elia évalue l'approche proposée sur la base du retour d'expérience et tienne compte de cette évaluation en vue de la préparation d'une modification des T&C SA et au plus tard pour la phase 2 d'iCAROS.

92. La CREG constate que l'article II.10.5. de la Proposition autorise que le niveau CRI soit communiqué par Elia au plus tard 15 minutes *après* la demande de RTS. La CREG suppose qu'il s'agit d'une erreur textuelle. La CREG comprend que le CRI est un indicateur pour les risques de congestion qui est donc par définition estimé *ex ante* sur la base des programmes et prévisions les plus récents. De ce point de vue, la détermination et la publication *ex post* d'un CRI n'a pas de sens. Il n'est pas non plus utile car il n'est pertinent que s'il est connu au plus tard au début du quart d'heure considéré, c'est-à-dire pour la demande de RTS ou pour le filtrage des offres d'équilibrage. La CREG est d'avis que le timing de la publication doit se situer immédiatement après le dernier calcul du CRI (et avant le quart d'heure considéré) et que ces timings doivent être connus à l'avance par les acteurs du marché afin qu'ils puissent en tenir compte. La CREG demande que l'article II.10.5. de la Proposition soit amélioré en conséquence avant qu'Elia ne publie la Proposition approuvée sur son site web.

93. Plusieurs acteurs du marché (Centrica, FEBEG, BOP, Eneco) demandent instamment que l'impact du RTS soit minimisé afin qu'il s'agisse d'un instrument qui ne devrait être utilisé que rarement.

La BOP demande que le RTS soit utilisé comme mesure de dernier recours, après que tous les moyens de redispatching disponibles aient été utilisés. La CREG estime qu'il s'agirait d'un changement fondamental par rapport à la manière dont le concept de RTS serait intégré dans la Proposition pour la phase 1 d'iCAROS, à savoir en tant que « Red Zone » mais uniquement pour les 45 dernières minutes (RD CGT) avant le temps réel. Compte tenu de la situation actuelle, sans liberté de dispatching en infrajournalier, c'est-à-dire lorsque les zones rouges s'appliquent à l'ensemble de l'horizon temporel infrajournalier, le concept de RTS dans les zones de CRI moyen/élevé constitue, selon la CREG, une amélioration significative. La durée de la restriction, actuellement d'une période de 45 minutes avant le temps réel ou le RD GCT, est le temps dont Elia a besoin pour effectuer des analyses de sécurité et préparer des actions correctives si nécessaire.

Dans ce contexte, la FEBEG et Centrica demandent à Elia de réduire le RD GCT proposé de 45 minutes, idéalement au mFRR GCT de 25 minutes. Dans sa réponse, Elia indique que ces 45 minutes sont nécessaires pour pouvoir effectuer les analyses de sécurité ainsi que pour prendre et suivre les actions nécessaires, mais n'exclut pas des améliorations dans le futur. La CREG est d'accord avec cette approche progressive et demande à Elia de tenir compte de cette remarque lors de la préparation d'une modification des T&C SA et au plus tard pour la phase 2 d'iCAROS.

94. La BOP et Eneco estiment que pour les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques, une demande de RTS doit être considérée comme une forme de redispatching et doit donc être rémunérée en tant que telle. En effet, si les prévisions/programmes sous-estiment la production réelle, un RTS représente *de facto* une *réduction* de la production renouvelable en temps réel. La BOP se réfère ici à la définition de redispatching dans le Règlement électricité, qui parle de « réductions » (version française) ou de « curtailment » (version anglaise). Eneco fait référence à la perte du soutien financier pour l'éolien offshore, étant donné que, pour les parcs éoliens existants, ce soutien est directement lié à la puissance effectivement produite, avec, en corollaire, le risque d'une surestimation systématique des programmes pour empêcher un tel réglage en temps réel. Bien qu'Elia identifie plusieurs facteurs qui devraient empêcher une telle incitation à

surestimer les programmes, la CREG comprend la préoccupation qu'un producteur/SA doit s'adapter en raison d'une erreur de prévision. D'autre part, il est également vrai que seule la production prévue peut être négociée sur les marchés de gros et que la part d'incertitude intrinsèque entre la dernière prévision et la puissance disponible en temps réel dans l'horizon temporel d'équilibrage doit être compensée. Ainsi, la « valeur de marché » de la différence entre la production réelle et la production prévue (erreur de prévision en MW) n'est pas la même que la valeur de marché de ce qui a pu être prévu et négocié. Selon la CREG, il convient donc d'en tenir compte lors de la détermination de la base de rémunération.

Comme indiqué au paragraphe 66 de la présente décision, il est toutefois clair, sur la base du cadre réglementaire actuel, que les programmes constituent la base pour déterminer le redispatching et que, par conséquent, une demande de RTS n'est pas rémunérée.

La CREG souligne également – comme l'a indiqué Elia dans sa réponse à la consultation – l'importance de programmes corrects comme input pour les processus de gestion des congestions. Si les programmes sont surestimés, cela conduira à une part/fréquence artificiellement élevée de zones avec un CRI moyen/élevé et par conséquent à des coûts de redispatching (inutiles) ou à des demandes RTS (inutiles). Cette situation est inacceptable et c'est pourquoi la qualité et la modification des programmes doivent être contrôlées par la CREG, comme le prévoit l'article 17(6) des règles de coordination et de gestion des congestions.

La CREG est disposée à examiner et à développer des bases alternatives pour la gestion des congestions concernant les unités dépendantes des conditions météorologiques, comme indiqué au paragraphe 66 de la présente décision, et de les intégrer dans une version ultérieure des T&C SA après une évaluation positive.

95. Enfin, dans ce contexte, la CREG souligne l'obligation d'Elia de veiller à la qualité des prévisions CRI. La CREG fait ici référence à sa demande visant à contrôler et publier la qualité des prévisions CRI, telle qu'elle figure au paragraphe 88 de la décision (B)2752 relative à la proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

4.3.12. Article II.11 : Contrôle d'activation

96. Lors de la consultation publique, les acteurs du marché ont formulé de nombreuses remarques sur la Proposition afin de mettre en œuvre un « contrôle d'activation » (c'est-à-dire un contrôle de la qualité de la livraison d'un RD Energy Bid) et de prévoir une conséquence financière en cas d'« activation non conforme » sous le dénominateur de « pénalités » (tel qu'il figure dans la version consultée des documents) ou sous le dénominateur « incitants » (tel qu'il figure dans la version soumise à l'approbation de la CREG)⁷.

⁷ Comme précisé par Elia à la page 32 du rapport de consultation du 23 octobre 2023, la base légale pour l'application des « pénalités » dans le cadre des T&C SA et des T&C OPA fait défaut suite à l'entrée en vigueur du Code de bonne conduite électricité le 20 octobre 2022. Sur la base de ces informations, Elia a remplacé le terme « pénalités » par le terme « incitants », qui est un concept plus large que les « pénalités », qui sont par définition de nature punitive. Toutefois, la CREG estime que l'application des « incitants » n'a pas non plus de cadre légal. La CREG ne trouve pas non plus de base légale dans les articles 20, 23 et 55 du SOGL et dans l'article 74 du CACM auxquels Elia fait référence dans le rapport de consultation. Par conséquent, la CREG constate que le cadre légal actuel des T&C OPA et des T&C SA ne prévoit que l'application éventuelle d'une clause indemnitaire, à savoir dans les articles 12X et 12Y du Code de bonne conduite électricité.

97. Les détails du contrôle d'activation, c'est-à-dire la détermination du « RD Energy Missing » et les conséquences financières en découlant, sont décrits respectivement à l'Annexe 8.A et à l'Annexe 11.A de la Proposition.

Les remarques des acteurs du marché BOP, FEBEG et Eneco ne portent toutefois pas sur les détails concrets, mais plutôt sur le concept de « pénalisation » pour le redispatching, surtout en combinaison avec une rémunération basée sur les coûts, et sur l'absence de concertation avec les acteurs du marché à ce sujet. La CREG renvoie à cet égard à la discussion sur les remarques préliminaires générales au niveau de la phase 1 d'iCAROS (titre 4.2.1 de la présente décision et plus particulièrement les paragraphes 49 et 50).

98. La CREG est d'accord avec la proposition d'Elia d'effectuer un contrôle d'activation tel qu'aligné à l'article II.11 de la Proposition. La CREG est d'accord avec les raisons de sécurité du réseau et d'efficacité technico-économique invoquées par Elia.

La CREG demande à Elia de suivre les résultats de ce contrôle d'activation et de faire régulièrement rapport à la CREG et aux acteurs du marché. En fonction des résultats du suivi et du rapport, il sera décidé si une adaptation des T&C SA est nécessaire ou non.

4.3.13. Article II.12 : Contrôle du Retour au Programme Journalier

99. Les acteurs du marché ont réagi à la fois aux principes et à certains paramètres des formules lors de la consultation publique sur la Proposition relative à un contrôle du retour au Programme Journalier avec d'éventuelles conséquences financières.

Par analogie avec l'article II.11 de la Proposition et sur la base de la même motivation, la CREG accepte l'introduction d'un contrôle du retour au Programme Journalier, tel qu'aligné à l'article II.12 de la Proposition.

La CREG demande à Elia de suivre les résultats du contrôle du retour au Programme Journalier et de faire régulièrement rapport à la CREG et aux acteurs du marché. En fonction des résultats de ce suivi et de ce rapport, il sera décidé si une adaptation des T&C SA est nécessaire ou non.

100. Les remarques relatives à l'introduction d'un incitant pour le contrôle du retour au Programme Journalier sont exposées aux paragraphes 107 à 109 et aux paragraphes 115 à 117 de la présente décision.

101. En ce qui concerne la détermination de la tolérance reprise à l'annexe 9.B de la Proposition, la CREG renvoie en outre au paragraphe 134 de la présente décision.

102. La CREG rappelle toutefois qu'un retour au Programme Journalier ne peut être imposé que pour garantir la sécurité du système du réseau, et plus particulièrement en ce qui concerne la gestion des congestions. L'imposition d'un retour au Programme Journalier dans les zones électriques avec un CRI moyen ou élevé est nécessaire selon la CREG, à condition toutefois que les niveaux de CRI reflètent les risques de congestion effectifs. Le design et la mise en œuvre d'iCAROS doivent donc être équilibrés. La CREG soutient dès lors la remarque de la BOP dans la consultation publique, qui demande une évaluation transparente des risques de congestion identifiés pour chaque cas où un RTS est demandé. Dans ce contexte, la CREG renvoie également au paragraphe 95 de la présente décision.

4.3.14. Article II.13 : Contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données

103. Les acteurs du marché ont réagi à la fois aux principes et aux modalités lors de la consultation publique sur la Proposition relative à un contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données avec d'éventuelles conséquences financières.

104. La CREG est d'accord avec la proposition d'Elia d'effectuer un contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données, tel qu'aligné à l'article II.13 de la Proposition.

La CREG estime qu'un tel contrôle est nécessaire pour la sécurité du réseau. En outre, le suivi et le rapportage sont nécessaires pour évaluer si les définitions des responsabilités des différentes parties impliquées et les processus prévus pour l'échange de données sont adéquats et clairs.

La CREG demande à Elia de suivre les résultats du contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données et de faire régulièrement rapport à la CREG et aux acteurs du marché. En fonction des résultats de ce suivi et de ce rapport, il sera décidé si une adaptation des T&C SA est nécessaire ou non.

105. La CREG estime toutefois que l'article II.13 n'est pas complet en ce qui concerne le niveau opérationnel. Il est difficile de comprendre quels moyens Elia utilisera pour informer le SA et l'OPA d'une incohérence, ce qu'Elia fera presque en temps réel lorsqu'il sera établi que l'incohérence entre les données de l'OPA et du SA n'a pas été corrigée, et quelle valeur Elia utilisera alors finalement comme base dans ses processus de gestion du système.

La CREG demande à Elia de clarifier ce point. Cette adaptation doit avoir lieu au plus tard lorsqu'Elia soumettra à l'approbation de la CREG une nouvelle proposition pour la phase 2 d'iCAROS.

106. Les remarques relatives à l'introduction d'un incitant en cas de données non cohérentes sont exposées aux paragraphes 107 à 110 et aux paragraphes 118 à 119 de la présente décision.

Les références aux incitants et pénalités à l'Article II.10 de la Proposition doivent être supprimées conformément au paragraphe 119 de la présente décision.

4.3.15. Article II.14 : Rémunération

En ce qui concerne l'Article 14 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.3.16. Article II.15 : Incitants

107. L'article II.15 prévoit trois types d'incitants dans la Proposition, à savoir :

- Les incitants liés au contrôle d'activation ;
- Les incitants liés au contrôle du retour au Programme Journalier ; et
- Les incitants liés au contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données.

Ici et là dans les T&C SA, des clauses reprennent la notion d'incitant et font à chaque fois référence à cet égard à l'article II.15 de la Proposition. Par conséquent, les remarques de la CREG relatives à l'article II.15 s'appliquent mutatis mutandis aux clauses comportant une référence croisée à l'article II.15.

108. Pour l'application des incitants, Elia renvoie à l'article 55 du SOGL et à l'article 74 du CACM comme base pour l'introduction d'incitants pour 1) le contrôle de l'activation ; 2) le retour au Programme Journalier ; 3) la cohérence des données.

L'article 55 du SOGL stipule :

Tâches des GRT concernant l'exploitation du réseau

Chaque GRT est responsable de la sécurité d'exploitation de sa zone de contrôle et, en particulier, il :

a) développe et met en œuvre des outils d'exploitation adaptés à sa zone de contrôle et liés à l'exploitation en temps réel et à la planification de l'exploitation ;

b) développe et déploie des outils et des solutions en matière de prévention et de correction des perturbations ;

c) utilise les services fournis par des tiers, le cas échéant dans le cadre d'une procédure d'adjudication, tels que le redispatching ou l'échange de contrepartie, les services de gestion de la congestion, les réserves de production d'électricité et les autres services auxiliaires ;

d) respecte la classification des incidents adoptée par l'ENTSO pour l'électricité conformément à l'article 8, paragraphe 3, point a), du règlement (CE) n° 714/2009 et soumet à l'ENTSO pour l'électricité les informations requises pour exécuter les tâches de définition de la classification des incidents ; et

e) contrôle, sur une base annuelle, l'adéquation des outils d'exploitation du réseau établis en application des points a) et b) requis pour maintenir la sécurité d'exploitation. Chaque GRT détermine les éventuelles améliorations appropriées à apporter à ces outils d'exploitation du réseau, en tenant compte des rapports annuels établis par l'ENTSO pour l'électricité sur la base de l'échelle de classification des incidents conformément à l'article 15. Toute amélioration ainsi recensée est ensuite mise en œuvre par le GRT.

La CREG ne lit nulle part quelque chose sur des incitants qui peuvent être imposés à un SA. De plus, l'article 55 énumère les tâches d'un GRT (Elia).

L'article 74 du CACM stipule que :

Méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie

1. Seize mois au plus tard après la décision relative aux régions pour le calcul de la capacité, les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité proposent une méthodologie commune pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie.

2. La méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie comporte des solutions de partage des coûts pour les opérations ayant une incidence transfrontalière.

3. Les coûts du redispatching et des échanges de contrepartie éligibles à la répartition des coûts entre les GRT concernés sont déterminés d'une manière transparente et contrôlable par audit.

4. La méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie satisfait au minimum aux critères suivants :

a) elle détermine quels sont les coûts entraînés par l'application d'actions correctives qui sont éligibles à la répartition entre tous les GRT d'une région pour le calcul de la capacité, conformément à la méthodologie pour le calcul de la capacité prévue aux articles 20 et 21,

compte tenu du fait que ces coûts doivent avoir été pris en compte dans le calcul de la capacité et qu'il doit exister un cadre commun relatif à l'application de telles actions ;

b) elle définit quels sont les coûts générés par le recours au redispatching ou aux échanges de contrepartie dans le but d'assurer la fermeté de la capacité d'échange entre zones, qui sont éligibles à la répartition entre tous les GRT d'une région pour le calcul de la capacité, conformément à la méthodologie pour le calcul de la capacité prévue aux articles 20 et 21 ;

c) elle fixe les règles de la répartition des coûts à l'échelle régionale, telle que déterminée conformément aux points a) et b).

5. La méthodologie élaborée conformément au paragraphe 1 comporte :

a) un mécanisme de vérification des besoins réels en matière de redispatching ou d'échanges de contrepartie entre les GRT concernés ;

b) un mécanisme ex post permettant de contrôler l'utilisation des actions correctives avec frais ;

c) un mécanisme d'évaluation de l'impact des actions correctives, sur la base de critères liés à la sécurité d'exploitation et de critères économiques ;

d) un processus permettant l'amélioration des actions correctives ;

e) un processus de contrôle de chaque région pour le calcul de la capacité par les autorités de régulation compétentes.

6. La méthodologie élaborée conformément au paragraphe 1 satisfait également aux critères suivants :

a) elle comporte des incitations en faveur de la gestion de la congestion, y compris des actions correctives, et des incitations à investir efficacement ;

b) elle est cohérente avec les responsabilités et les obligations des GRT concernés ;

c) elle assure une distribution équitable des coûts et des bénéfices entre les GRT concernés ;

d) elle est cohérente avec les autres mécanismes associés, à savoir, au minimum, avec :

i) la méthodologie pour la répartition du revenu de congestion établie à l'article 73 ;

ii) le mécanisme de compensation entre GRT prévu à l'article 13 du règlement (CE) no 714/2009 et dans le règlement (UE) no 838/2010 de la Commission ;

e) elle facilite le fonctionnement et le développement efficaces à long terme du réseau interconnecté paneuropéen et le bon fonctionnement du marché paneuropéen de l'électricité ;

f) elle facilite l'adhésion aux principes généraux de gestion de la congestion tels que décrits à l'article 16 du règlement (CE) no 714/2009 ;

g) elle permet d'établir une planification financière raisonnable ;

h) elle est compatible avec les échéances du marché journalier et du marché intrajournalier; et i) elle respecte les principes de transparence et de non-discrimination.

7. Pour le 31 décembre 2018, tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité poursuivent autant que possible l'harmonisation, entre les régions, des méthodologies pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie qui sont appliquées dans leur région respective.

L'article 74 du CACM ne s'applique pas non plus aux T&C SA, mais traite d'une méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie applicable aux GRT d'une région pour le calcul de la capacité. En d'autres termes, le SA n'entre pas en jeu ici.

109. La CREG rappelle également que le Code de bonne conduite électricité ne prévoit la possibilité d'inclure une clause indemnitaire que dans un certain nombre de contrats types spécifiques (voir également le paragraphe 57 de la présente décision).

Par conséquent, la CREG ne peut pas approuver l'inclusion du principe d'incitant dans les T&C SA.

110. La CREG évalue ci-après les différentes composantes proposées dans la Proposition sous le terme « incitants », afin de vérifier l'effet recherché. Plus particulièrement, la CREG examine s'ils ne peuvent viser que la neutralisation d'avantages potentiels en cas de non-respect des actions demandées (c'est-à-dire une compensation), ou si Elia démontre qu'il s'agit d'une clause indemnitaire.

II.15.1 : Incitants liés au contrôle d'activation

111. La formule proposée au II.15.1 comporte deux composantes, l'« incitant de base » d'une part et l'« incitant supplémentaire » d'autre part.

112. Lors de la consultation publique, la composante « incitant de base » a été fortement critiquée par la FEBEG et la BOP, qui l'ont jugée trop pénalisante et non justifiée. Bien qu'Elia souligne ne pas être d'accord avec la remarque de la FEBEG selon laquelle la proposition consultée (avec un « facteur d'incitation » de 25 %) serait trop pénalisante et la nécessité pour cet incitant de base de pouvoir compter sur les volumes de redispatching demandés pour des raisons de sécurité du système, Elia accepte de réduire le facteur d'incitation de 25 % à 0 % au cours des 12 premiers mois. Puis de l'augmenter à 5 % pour les 12 mois suivants, et enfin de le fixer à 10 %.

La CREG peut accepter la première phase de 12 mois égale à 0 %. Toutefois, tant qu'aucune base légale correcte n'a été démontrée permettant à Elia d'imposer un incitant, basé sur le SOGL, à un SA pour que ce dernier remplisse qualitativement ses obligations, la CREG ne peut pas accepter les 5 % et les 10 % qui suivent.

Ce qui est toutefois possible, c'est de prévoir une clause indemnitaire au sens classique du terme. Il incombe à Elia de démontrer, sur la base de données historiques, les dommages qu'elle subirait en cas de non-respect des obligations. Enfin, en cas de constatation d'une qualité de service inférieure à la norme (à la fois générale et pour des situations spécifiques), les causes doivent être identifiées et des alternatives doivent être recherchées pour garantir la qualité du service.

Par conséquent, la CREG n'approuve que le facteur d'incitation égal à 0 %. Si, après 12 mois à compter de l'entrée en vigueur de la Proposition approuvée, Elia peut démontrer qu'il existe une base légale pour accorder un incitant à un SA ou qu'une clause indemnitaire serait justifiée au motif qu'Elia subit un dommage en raison du non-respect de certaines obligations par le SA, celle-ci peut être révisée et ouverte à l'introduction d'un incitant ou d'une clause indemnitaire.

113. La CREG constate que l'autre composante « incitant supplémentaire » vise à compenser les avantages potentiels en cas de livraison médiocre du service de redispatching. En effet, si la correction du périmètre BRP se fait sur base de l'énergie demandée, mais que l'énergie livrée n'y satisfait pas, la différence peut conduire à une source de revenus en fonction du prix de déséquilibre sur ce quart d'heure. La CREG est d'accord que le choix d'une correction du périmètre BRP pour les RD Energy Bids sur la base de l'énergie demandée ne peut avoir pour objectif de récompenser financièrement le BRP/SA en cas de livraison médiocre de l'activation du redispatching. Ce principe est également conforme à ce qui est considéré comme raisonnable par la FEBEG dans sa réponse à la

consultation publique. La composante « incitant supplémentaire » doit donc être considérée comme un règlement entre Elia, le BRP et le SA.

La CREG estime donc que la formule proposée pour déterminer la composante « incitant supplémentaire » est étayée et justifiée, et que son application peut être approuvée. La CREG demande toutefois que le terme « incitant » soit remplacé par le terme « règlement » et que cette adaptation soit effectuée avant la publication de la version finale de la Proposition approuvée.

114. La CREG demande en outre – après la phase 2 d'iCAROS – d'évaluer si une correction du périmètre BRP basée sur l'énergie livrée pourrait apporter des simplifications et éventuellement rendre inutile la nécessité de tels règlements entre Elia, le SA et le BRP. Tant que le SA et le BRP sont une seule et même partie, de tels règlements peuvent encore être considérés comme réalisables et acceptables, mais cela pourrait créer une barrière à l'entrée sur le marché lorsque les rôles sont scindés. La CREG demande à Elia de tenir compte de ce point lors de la préparation de la phase 2 d'iCAROS.

II.15.4 : Incitants liés au contrôle du retour au Programme Journalier

115. La CREG comprend que cette composante « incitant RTS » doit également être considérée comme un règlement. En effet, si l'Installation Technique ne retournerait pas à son Programme Journalier, son écart en fonction du prix d'équilibrage ou du prix infrajournalier pourrait représenter une source de revenus. La composante « incitant RTS » proposée permet, dans ce cas, de neutraliser ces revenus potentiels.

La CREG constate toutefois – comme l'ont relevé les acteurs du marché lors de la consultation – que la formule reprend un terme lié au prix du marché journalier, à savoir le prix du marché journalier moyen sur un horizon de 6 mois. La CREG partage l'avis selon lequel la formule semble a priori arbitraire. Interrogée par la CREG, Elia a précisé que l'objectif visé est de décourager, pour les CRI moyens ou élevés, non seulement l'application de l'équilibrage (réactif), mais aussi les transactions supplémentaires sur le marché infrajournalier après le RD GCT. Dans l'attente d'un prix infrajournalier sur une base quart horaire, Elia propose ce proxy basé sur le prix du marché journalier qui, sur base d'évaluations du côté d'Elia, serait un bon proxy pour le prix du marché infrajournalier après le RD GCT. La CREG ne dispose pas de données ou d'informations permettant d'évaluer la qualité de ce proxy.

La CREG demande à Elia de surveiller la qualité et l'impact du terme lié au prix du marché journalier et d'en faire régulièrement rapport à la CREG et aux acteurs du marché. En fonction des résultats de ce suivi et de ce rapport, il sera décidé si une adaptation des T&C SA est nécessaire ou non.

116. En ce qui concerne la remarque de la BOP selon laquelle la marge de tolérance proposée est trop stricte, la CREG peut, à première vue, se rallier à la réponse d'Elia. La CREG demande toutefois à Elia d'évaluer l'impact de la marge de tolérance choisie et de tenir compte du résultat dans le cadre d'une prochaine modification des T&C SA.

117. Compte tenu de ce qui précède, la CREG estime que la formule proposée pour déterminer la composante « incitant RTS » peut être acceptée et son application approuvée. La CREG demande toutefois que le terme « incitant » soit remplacé par le terme « règlement » et que cette adaptation soit effectuée avant la publication de la version finale de la Proposition approuvée.

II.15.4 : Incitants liés au contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données

118. Elia propose un « incitant » de 200 € pour chaque jour où les données finales obtenues de l'OPA et du SA ne sont pas cohérentes (avec une exception pour les 3 premiers jours incorrects sur

une base annuelle). L'incitant serait appliqué à la fois à l'OPA et au SA s'il s'agit de parties différentes (deux fois 200 €), ou à l'OPA/SA s'il s'agit de la même partie (une fois 200 €).

119. FEBELIEC comprend l'approche d'Elia consistant à accorder des pénalités aux deux parties, étant donné qu'il est difficile pour Elia de déterminer si l'OPA ou le SA est responsable de l'incohérence.

Bien que FEBELIEC soit favorable à la réalisation de contrôles, elle estime qu'une incohérence ne résultant pas d'une omission de la part du SA ou de l'OPA ne peut pas être sanctionnée. FEBEG demande également de ne pas imposer d'amendes administratives injustifiées lorsque l'OPA/SA peut prouver qu'il a agi correctement.

En réponse à la remarque de FEBELIEC et de la FEBEG, Elia confirme que le contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données a été introduit pour soutenir la scission des rôles OPA et SA et pour garantir que les données correctes soient fournies à Elia afin de préserver la sécurité d'exploitation du réseau. La CREG constate toutefois que cette mesure n'est pas appliquée aujourd'hui étant donné que le BRP remplit à la fois les rôles de SA et d'OPA.

Elia ajoute qu'une correction peut être apportée en cas d'incohérence entre les données fournies par l'OPA et/ou le SA. Ce processus de correction est facilité par l'envoi de notifications par Elia dès que l'incohérence est détectée. Seules les incohérences qui ne sont pas ensuite corrigées par l'OPA et/ou le SA donnent lieu à un incitant. Elia a tout mis en œuvre pour déclencher des améliorations en cas d'incohérences, y compris la pénalité en dernier recours en vue d'obtenir de bonnes données.

La CREG n'accepte pas la réponse donnée par Elia. Tout d'abord, la CREG constate que le choix du terme « incitant » n'est pas approprié dans ce cas, mais qu'il s'agit plutôt d'une sorte d'amende administrative. La CREG constate que la base légale pour imposer un incitant ou une amende administrative fait défaut dans les T&C SA et les T&C OPA.

Un autre point sensible est qu'une partie non responsable de l'incohérence identifiée peut également se voir infliger une amende. En effet, Elia indique qu'elle n'est pas en mesure d'identifier laquelle des deux parties est à l'origine de l'incohérence.

Enfin, la CREG ne comprend pas clairement ce qu'Elia fera dans la pratique si, malgré plusieurs notifications, l'incohérence n'est pas résolue, et comment la sécurité du réseau sera alors maintenue au niveau opérationnel. La CREG estime que la Proposition est incomplète sur ce point. Le paiement d'une somme d'argent ne résout pas l'incohérence identifiée.

Les actuelles T&C SA et T&C OPA, approuvées par la CREG dans les décisions (B)2057 et (B)2058, sont, selon la CREG, beaucoup plus claires sur ce point, à savoir que le Considérant (19) des T&C SA approuvés stipule qu'en cas d'incohérence entre les données de l'OPA et les données du SA, ce sont les données de l'OPA qui priment. La CREG ne prétend pas que ce principe doit nécessairement être conservé à l'avenir, mais elle estime que tant qu'il n'existe pas une description claire des responsabilités et des procédures d'échange de données entre les différents rôles, nécessaires pour permettre la scission des rôles, les modifications actuelles n'apportent pas d'amélioration, bien au contraire. L'amende administrative proposée n'y remédiera pas structurellement.

Par conséquent, la CREG n'approuve pas l'article II.15.4 relatif aux incitants liés au contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données.

La CREG demande qu'Elia apporte les adaptations nécessaires aux différents articles du contrat SA en tenant compte de ce qui précède avant de procéder à la publication de la Proposition approuvée sur son site web.

4.3.17. Article II.16 : Facturation et paiement

120. Par e-mail du 12 février 2024, Elia a informé la CREG de quelques erreurs matérielles qui s'étaient glissées dans cet article. La version corrigée a été jointe à l'e-mail. Elia a confirmé que les corrections n'introduisent pas de changements substantiels.

La CREG a ajouté la version corrigée soumise par Elia à l'annexe 3 de la présente décision. Les modifications sont indiquées dans les *track changes*.

La CREG ne formule aucune autre remarque sur les corrections proposées et approuve les modifications de l'article II 16.

La CREG demande à Elia d'apporter ces corrections dans la Proposition approuvée avant la publication sur son site web, y compris celles résultant des adaptations demandées et mentionnées aux paragraphes 113, 117 et 119 de la présente décision.

4.4. PARTIE III – ANNEXES

4.4.1. Annexe 1 : Liste des points de livraison

121. En ce qui concerne l'Annexe 1 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.4.2. Annexe 2 : Procédure d'acceptation d'un SA

122. En ce qui concerne l'Annexe 2 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.4.3. Annexe 3 : Exigences en matière de comptage

123. En ce qui concerne l'Annexe 3 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.4.4. Annexe 4 : Introduction du Programme Journalier

124. Lors de la consultation, les acteurs du marché ont formulé des remarques spécifiques sur l'Annexe 4 de la Proposition. Ils ont demandé des clarifications. Comme indiqué dans son rapport de consultation, Elia a apporté ces clarifications dans sa Proposition. La CREG approuve et ne formule aucune remarque complémentaire à ce sujet.

4.4.5. Annexe 5 : Introduction du redispatching des offres d'énergie

125. En ce qui concerne l'Annexe 5 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.4.6. Annexe 6 : Réflectivité des coûts

126. La BOP comprend la motivation d'appliquer une rémunération basée sur les coûts. Toutefois, elle estime que les éléments énumérés à l'annexe 6 sont extrêmement restrictifs. Les coûts d'opportunité ou les récompenses pour les risques pris (par exemple les pénalités, les dates erronées, les problèmes de contrôlabilité des unités...) ne sont pas pris en compte. La BOP estime qu'ils devraient être inclus dans l'Annexe 6.

Elia rappelle qu'une rémunération basée sur les coûts doit respecter les principes de raisonabilité, de démontrabilité et de lien direct avec la demande. Les coûts d'opportunité ou les coûts liés à d'éventuelles pénalités ne peuvent pas faire partie de la formule basée sur les coûts.

La CREG est d'accord avec la réponse d'Elia selon laquelle les coûts d'opportunité liés, par exemple, à l'optimisation du portefeuille ou à l'équilibrage ne font pas partie d'une rémunération basée sur les coûts pour les RD Energy Bids. La CREG estime que l'application des principes proposés à l'Annexe 6 pour les RD Energy Bids, en combinaison avec la liberté de dispatching en journalier, est également conforme à l'article 13(7) du Règlement électricité qui énumère les composantes d'une rémunération basée sur les coûts (coûts d'exploitation, revenus nets sur le marché journalier, soutien financier). Toutefois, cela n'exclut pas que des adaptations de la base pour les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques puissent et doivent être examinées, comme indiqué au paragraphe 66 de la présente décision.

127. Dans sa réponse à la consultation publique, la FEBEG s'interroge sur les propositions d'Elia concernant, entre autres, la correction du périmètre BRP, incluse dans l'Annexe 7.C de la Proposition, ainsi que sur les formules de rémunération d'un May-Not-Run (Annexe 10 de la Proposition). La FEBEG se demande si elles respectent le principe de réflectivité des coûts, inclus dans l'annexe 6 de la Proposition.

Dans les deux cas, Elia partage l'avis de la FEBEG selon lequel le principe de réflectivité des coûts prévaut sur la formule de rémunération d'un May-Not-Run définie à l'Annexe 10 (et qui doit être considérée comme une rémunération minimale) et sur l'approche de correction du périmètre des blocs définie à l'annexe 7.C, telle qu'elle est incluse dans la Proposition.

La CREG approuve et renvoie en outre aux paragraphes 128 et 135 de la présente décision.

4.4.7. Annexe 7 : Activation du redispatching des Offres d'énergie

128. Dans sa réponse à la consultation publique, la FEBEG souligne deux principes clés concernant le contrôle d'activation et la correction du périmètre du BRP :

- Tout d'abord, une activation correcte ne peut pas entraîner de pénalité ou d'exposition financière ;

- Deuxièmement, lorsqu'un SA active une unité à démarrage lent (avec un temps d'activation complet supérieur à 12,5 minutes), le ramping ne devrait pas entraîner d'exposition financière, car cette activation contribue à la sécurité du réseau.

La FEBEG ajoute que la correction du périmètre du BRP prévue à l'annexe 7.C de la Proposition doit également suivre ces principes. La FEBEG suggère donc une approche différente pour le règlement des activations de redispatching à la hausse et à la baisse pendant les quarts d'heure avec ramping, notamment sur la base du maximum (ou minimum) du prix de déséquilibre et du prix du RD Energy Bid.

Elia n'est pas d'accord avec la proposition de la FEBEG. Selon Elia, il incombe premièrement au BRP de veiller de manière proactive à l'équilibre pendant les périodes de ramp-up et de ramp-down. Étant donné que ces RD Energy Bids sont demandés suffisamment à l'avance par rapport au temps réel, le BRP devrait avoir suffisamment de temps pour y veiller. Deuxièmement, Elia souligne que les coûts de démarrage et de délestage comprennent déjà les coûts de ramp-up et que le BRP n'est donc exposé à des coûts supplémentaires que lorsque les prix infrajournaliers et de déséquilibre sont inférieurs à 0 €/MWh. Sur la base des données historiques, Elia estime que cette probabilité est très faible et n'accepte pas d'inclure ces coûts supplémentaires dans les coûts de démarrage. Elia conclut que si le BRP subit des pertes très élevées dans ces circonstances exceptionnelles, des procédures de règlement ex post sont possibles, sur la base des critères de réflectivité des coûts énumérés à l'Annexe 6 de la Proposition.

La CREG est dans un premier temps d'accord avec la réponse d'Elia, y compris la possibilité de procédures de règlement ex post, et se réfère en outre à cet égard au paragraphe 84 de la présente décision.

129. Elia a suivi la remarque de la FEBEG concernant la proposition consultée d'Elia à l'Annexe 7.D sur la non-rémunération des frais de démarrage en cas d'*overdelivery* d'un RD Energy Bid demandé. La FEBEG a souligné que ceci n'avait pas été discuté avec les acteurs au marché, que ce n'était a priori pas nécessaire pour assurer la sécurité du réseau et que c'était inacceptable. Elia a supprimé la pénalité proposée. La CREG marque son accord sur ce point.

130. La CREG constate que pour l'«*acceptation*», c'est-à-dire le premier message de confirmation du SA, Elia l'attend au plus tard 5 minutes *après l'heure de début de l'activation*. La CREG s'étonne quelque peu que, pour des raisons de sécurité du réseau, Elia n'attende pas un signal d'«*acceptation*» plus tôt, par exemple 5 minutes après la réception de la demande d'activation ou au début de l'activation. La CREG ne formule pas d'autre remarque à ce sujet.

4.4.8. Annexe 8 : Contrôle d'activation

131. En ce qui concerne l'Annexe 5 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.4.9. Annexe 9 : Contrôle du retour au Programme Journalier

132. Pour le contrôle du retour au Programme Journalier, Elia propose une marge de tolérance de 2 % de la capacité maximale d'injection ou de 2 MW (le plus élevé des deux), sauf pour le premier quart d'heure où une marge de tolérance plus élevée est possible.

La FEBEG et la BOP ont réagi à la proposition d'Elia concernant cette marge de tolérance. La FEBEG estime que la marge de tolérance doit être améliorée, bien qu'Elia doive d'abord justifier la nécessité

d'un tel contrôle et d'un tel incitant (4.3.16 de la présente décision). La BOP estime que pour les unités dépendantes des conditions météorologiques, un retour au Programme Journalier ou au RTS devrait être considéré comme une obligation d'effort raisonnable ; et que les erreurs de prévision devraient être prises en compte dans la détermination d'une marge de tolérance appropriée.

Elia rappelle qu'un contrôle des programmes ne se fera que si Elia demande un retour au Programme Journalier. Ce contrôle prévoit une marge de tolérance. En ce qui concerne les unités de production d'électricité dépendantes des conditions météorologiques, Elia rappelle que le retour au Programme Journalier ne sera demandé qu'à la baisse, de sorte qu'une erreur de prévision ne donnera jamais lieu à un incitant financier.

La CREG est d'accord avec la réponse d'Elia et avec la marge de tolérance proposée, car elle comprend que l'incitant financier, mentionné et décrit à l'Annexe 11.B., ne fait que supprimer les avantages financiers potentiels d'un écart au niveau du BRP. La CREG demande donc à Elia de remplacer le terme « incitant » par le terme « règlement » et de le faire avant de publier la Proposition approuvée sur son site web.

133. La CREG n'exclut toutefois pas la nécessité d'apporter des améliorations basées sur le retour d'expérience, y compris au niveau de la marge de tolérance. Sur la base de l'input des acteurs du marché lors de la consultation, la CREG estime a priori qu'une marge de tolérance de 2 % ou 2 MW peut effectivement être considérée comme trop stricte. La CREG demande à Elia de revoir ce chiffre avec un minimum de 7,5 %, à moins qu'il ne puisse être démontré, sur la base d'autres preuves, que le taux de 2 % reflète correctement les capacités techniques du groupe d'actifs visés dans la phase 1 d'iCAROS, et ce à l'occasion d'une prochaine proposition de modification des T&C SA. La CREG renvoie en outre au paragraphe 99 de la présente décision concernant le suivi et le rapport des résultats des contrôles effectués sur le retour au programme journalier.

4.4.10. Annexe 10 : Rémunération d'un May-Not-Run

134. La CREG renvoie aux paragraphes 75 et 126 de la présente décision concernant la discussion du feedback de la BOP et de la FEBEG sur cette annexe.

135. En ce qui concerne la formule de rémunération d'un May-Not-Run, Elia confirme dans sa réponse aux remarques de la FEBEG et de la BOP que la formule doit être considérée comme une valeur minimale, étant donné que la rémunération effective d'un May-Not-Run est basée sur une offre du SA à Elia.

La CREG est d'accord avec cette réponse en tant que solution temporaire. La CREG est toutefois d'avis que l'Annexe 10 doit être mise à jour pour la lisibilité des T&C SA, comme le reflètent également les réponses des acteurs du marché lors de la consultation. En outre, une formule correcte peut apporter une valeur ajoutée lorsque le SA prépare une offre et qu'Elia en évalue le caractère raisonnable. La CREG demande à Elia d'y veiller lorsqu'elle introduira la prochaine proposition de modification des T&C SA.

4.4.11. Annexe 11 : Incitants (Pénalités dans la version consultée)

136. Dans le cadre de la consultation publique, les acteurs du marché ont formulé un certain nombre de remarques générales sur l'application proposée des pénalités (désormais appelées incitants), ainsi que sur les formules utilisées dans ce contexte, telles qu'elles figurent à l'Annexe 11 de la Proposition.

137. La CREG renvoie au titre 4.3.16 de la présente décision.

5. DÉCISION

En application de l'article 3, §1^{er}, du Code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions, la CREG approuve la proposition de la S.A. Elia Transmission Belgium relative aux Conditions pour le Responsable de la Programmation introduite par lettre du 30 octobre 2023, à l'exception de l'article 2(6), (b) et (c), à savoir le facteur d'incitation de l'Annexe 11.A, visé au paragraphe 58 et les remarques formulées au titre 4.3.16 de la présente décision et de l'article II.15.4 portant sur les incitants liés au contrôle de l'exhaustivité et de la cohérence des données, visés au paragraphe 119 de la présente décision.

La S.A. Elia Transmission Belgium est ensuite invitée, avant de procéder à la publication sur son site web de la proposition approuvée relative aux Conditions pour le Responsable de la Programmation, à donner suite aux remarques formulées aux paragraphes 55; 61; 68; 71; 76, 90, 92, 113, 117 et 119 de la présente décision. Cette version améliorée doit également être communiquée à la CREG avant la publication sur le site web de la S.A. Elia Transmission Belgium.

En outre, la CREG demande que la S.A. Elia Transmission Belgium tienne compte des remarques formulées aux paragraphes 84, 98, 99, 104 et 115 de la présente décision.

Enfin, la CREG demande qu'Elia tienne compte, lors de la révision des Conditions pour le Responsable de la Programmation, des remarques formulées aux paragraphes 65, 67, 69, 73, 77, 79, 80, 84, 91, 93, 94, 104, 105, 114, 115, 116, 128, 133 et 135 de la présente décision.

Les modifications approuvées relatives aux Conditions pour le Responsable de la Programmation introduites par lettre du 30 octobre 2023 entrent en vigueur à la date de leur publication sur le site web de la S.A. Elia Transmission Belgium.



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

Laurent JACQUET
Directeur

Ilse TANT
Directrice

Koen LOCQUET
Président du Comité de direction

ANNEXE 1

Proposition de modification des T&C SA

23 octobre 2023 – Version néerlandaise, française et anglaise

ANNEXE 2

Rapport de consultation concernant entre les autres les T&C SA

23 octobre 2023 – Version anglaise

ANNEXE 3

Adaptations apportées aux T&C SA et T&C OPA concernant la facturation

12 février 2024 – Version anglaise