



ELIA TRANSMISSION BELGIUM

RÈGLES EN MATIÈRE DE COORDINATION ET DE GESTION DE LA CONGESTION

29/03/2024

TITLE 1	Introduction	7
TITLE 2	Dispositions générales	7
	Article 1. Objet et champ d'application	7
	Article 2. Publication et mise en œuvre des Règles	8
	Article 3. Définitions et interprétations	8
TITLE 3	Coordination des Technical Units	15
	Article 4. Objet de la coordination des Technical Units	15
	Article 5. Moyens à disposition pour la coordination	16
	Article 6. Règles relatives aux demandes de modification de l'Etat de Disponibilité	16
	Article 7. Règles pour demander un Must Run ou un May-Not-Run	18
TITLE 4	Gestion de la Congestion	19
	Article 8. Objectif de la Gestion de la Congestion.....	19
	Article 9. Actions Correctives utilisées pour la Gestion de la Congestion.....	19
	Article 10. Règles pour choisir entre les Actions Correctives Curatives, Préventives ou de Restauration	20
	Article 11. Principes pour l'activation des Actions Correctives après la fermeture du Marché Journalier	21
	Article 12. Échanges de Contrepartie et Redispatching transfrontalier.....	22
	Article 13. Activation du mécanisme de compensation pour la neutralisation de l'impact de l'activation des RD Energy Bids sur le déséquilibre du système	23
	Article 14. Appel Prioritaire.....	24
	Article 15. Redispatching basé sur les coûts	24
	Article 16. Indicateur de Risque de Congestion	25
TITLE 5	Reporting	28
	Article 17. Surveillance.....	28
	Article 18. Publication d'informations	29
TITLE 6	Dispositions finales	30
	Article 19. Langue.....	30

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

Attendu que :

1. l'article 20 du règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après dénommée la « **SOGL** ») exige que chaque GRT *« s'efforce de garantir que son réseau demeure à l'état normal et est responsable de la gestion des atteintes à la sécurité d'exploitation. Afin de réaliser cet objectif, chaque GRT définit, prépare et active des actions correctives en tenant compte de leur disponibilité, du temps et des ressources nécessaires pour leur activation et de toutes les conditions externes au réseau de transport qui sont pertinentes pour chaque action corrective. »*
2. l'article 22 de la SOGL énumère les catégories d'Actions Correctives.
3. l'article 21(1) de la SOGL énonce les principes applicables aux Actions Correctives définies, préparées et activées par un GRT, que ce soit de manière coordonnée ou non avec d'autres GRT concernés. Les événements nécessitant une coordination avec d'autres GRT concernés seront conformes à la méthodologie de Coordination des Analyses de la Sécurité d'Exploitation (ci-après dénommée « **CSA** ») établie conformément à l'article 75 de la SOGL, ainsi qu'aux articles 76(1)(b) et 78(4) de la SOGL précisant les exigences d'une coordination régionale de la Sécurité d'Exploitation au niveau de la Région de Calcul de la Capacité.
4. la méthodologie de CSA (conformément à l'article 75(1) de la SOGL) a été approuvée par l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie dans la décision 07/2019 du 19 juin 2019.
5. l'article 35(4) du règlement (UE) 2015/1222 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après dénommée « **CACM** ») impose à chaque GRT de *« s'abstenir de prendre unilatéralement ou de manière non coordonnée des mesures de redispatching et d'échange de contrepartie ayant une incidence transfrontalière. »*
6. l'article 21(2) de la SOGL précise les critères qu'un GRT doit appliquer lors de la sélection des Actions Correctives appropriées.
7. l'article 25(1) de la CACM exige qu'« au sein de chaque région pour le calcul de la capacité, chaque GRT définit individuellement les actions correctives disponibles à prendre en compte dans le calcul de la capacité pour satisfaire aux objectifs du présent Règlement. »
8. conformément à l'article 35(1) de la CACM, le Redispatching et les Échanges de Contrepartie coordonnés feront l'objet d'une méthodologie commune élaborée et proposée par tous les GRT dans chaque Région pour le Calcul de la Capacité. Conformément à l'article 74(1), de la CACM, la répartition des coûts du Redispatching et des Échanges de Contrepartie coordonnés fera l'objet d'une méthodologie

commune élaborée et proposée par tous les GRT dans chaque Région pour le Calcul de la Capacité.

9. les articles 12 et 13 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après dénommé « **Règlement sur l'Électricité** ») décrivent les règles relatives à l'appel prioritaire pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou par cogénération à haut rendement.
10. Le Code de Bonne Conduite, approuvé par la CREG par la décision (B) 2409 du 20 octobre 2022, et tel que modifié de temps à autre, 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 ;
11. Les propositions d'investissements dans le réseau motivées par les risques de Congestion structurelle sont approuvées par l'autorité compétente et publiées conformément aux législations relatives au plan de développement européen (Plan décennal de développement du réseau), au Plan de Développement Fédéral et aux plans de développement pour les régions flamande, wallonne et bruxelloise en Belgique. Ces plans de développement déterminent le Réseau d'Elia qui est pris en compte dans les modèles de réseau, les analyses de sécurité et les Analyses d'Aléas qu'Elia effectue pour le jour J.
12. les articles 82 à 103 de la SOGL fixent les règles de Coordination de la Planification des Indisponibilités au niveau de la Zone de Coordination des Indisponibilités.
13. la méthodologie d'évaluation de la pertinence des actifs pour la coordination des indisponibilités conformément à l'article 84 de la SOGL décrit les principes pour définir les Actifs Transfrontaliers Pertinents.
14. Elia reçoit les Programmes Journaliers des Technical Units en ce qui concerne les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation.
15. l'article 13 du règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité (ci-après dénommé « **Règlement sur la Transparence** ») impose à chaque GRT de fournir à ENTSO-E des informations relatives aux actions de gestion de la Congestion.
16. l'article 15 du Règlement sur la Transparence impose à chaque GRT de fournir à ENTSO-E des informations relatives à l'indisponibilité des générateurs et unités de production.
17. l'article 10(1) du Règlement (EU) 2016/1719 de septembre 2016 établissant une ligne directrice sur l'allocation de capacité à terme (ci-après dénommé « FCA ») exige la soumission d'une proposition commune des GRT d'une Région pour le Calcul de la Capacité pour l'approbation réglementaire d'une méthodologie commune pour le calcul de la capacité aux échéances de long terme.

18. l'article 20(2) de la CACM exige la soumission d'une proposition commune des GRT d'une Région pour le Calcul de la Capacité pour l'approbation réglementaire d'une méthodologie commune de calcul de la capacité pour le Marché Journalier et le Marché Infracjournalier.
19. l'article 24.3(c) de la méthodologie relative au Modèle de Réseau Commun conformément à l'article 17 de la CACM impose aux GRT de spécifier conjointement la méthodologie d'alignement relative au Modèle de Réseau Commun.
20. l'article 13 du Règlement sur l'Électricité décrit les règles relatives à la compensation financière du Redispatching, en précisant à l'article 13.3, les conditions qui permettent un Redispatching non fondé sur le marché, à savoir les situations où :
 - 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. »*
21. l'article 16 (paragraphe 4 et 8 en particulier) du Règlement sur l'Électricité décrit les principes concernant l'allocation de capacité d'interconnexion aux acteurs du marché et le recours aux Échanges de Contrepartie et au Redispatching comme Action Corrective pour maximiser la disponibilité de la capacité minimale fournie.
22. l'article 70(1) de la SOGL exige la soumission d'une proposition commune des GRT pour l'approbation réglementaire d'une méthodologie pour l'établissement de Modèles de Réseau Communs (CGM) journaliers et infracjournaliers à partir de Modèles de Réseau Individuels (IGM), en tenant compte de la Méthodologie relative au Modèle de Réseau Commun conformément à l'article 17 de la CACM.
23. Elia soumet les Règles à l'approbation des autorités de régulation conformément aux articles 8 (§1er, 5°) et 23 (§2, alinéa 2, 36°) de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après dénommée « **Loi Électricité** »), l'article 59, paragraphe 10, de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (ci-après dénommée « **Directive Électricité** ») et l'article 122 du Code de Bonne Conduite.

24. en cas de différences et/ou de contradictions entre les Règles et l'une quelconque des méthodologies réglementaires européennes et/ou régionales issues de la SOGL, de la CACM ou du FCA, c'est cette dernière qui fait foi.
25. Elia a soumis le projet de proposition de Règles à consultation publique du 06/06/2023 au 18/08/2023.

SOUMET CE QUI SUIT À L'APPROBATION DE L'AUTORITÉ DE RÉGULATION COMPÉTENTE
(in casu la CREG) :

TITLE 1 Introduction

Cet ensemble de règles en matière de coordination et de Gestion de la Congestion (ci-après dénommées les « **Règles** ») est une proposition élaborée par Elia Transmission Belgium (ci-après dénommée « **Elia** ») conformément aux articles 8 (§1er, 5°) et 23 (§2, alinéa 2, 36°) de la Loi Électricité, de l'article 59 (10) de la Directive Électricité et de l'article 122 du Code de Bonne Conduite.

TITLE 2 Dispositions générales

Article 1. Objet et champ d'application

1. Les Règles concernent la coordination des Technical Units soumises aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités et aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation et de Gestion de la congestion par Elia pour la sécurité et la fiabilité de l'exploitation du Réseau d'Elia.
2. Conformément aux articles 8 (§1er, 5°) et 23 (§2, alinéa 2, 36°) de la Loi Électricité et à l'article 59 (10) de la Directive Électricité, les Règles sous-jacentes contiennent les éléments suivants :
 - i. les règles de coordination des Technical Units, telles qu'elles sont décrites au TITRE 3 ;
 - ii. les règles de gestion nationale de la Congestion, telles qu'elles sont décrites au TITRE 4 ;
 - iii. les règles de gestion internationale de la Congestion et de coordination des interconnexions décrites au TITRE 4 (plus précisément à l'Article 11), dans la mesure où elles ne sont pas décrites dans les méthodologies européennes mises en œuvre conformément à la SOGL ou à la CACM (voir Considérants 3 et 8) ou si elles concernent des aspects à définir au niveau national pour soutenir ces méthodologies européennes ;
 - iv. les règles de gestion de la Congestion décrites au TITRE 4 doivent tenir compte de la priorité de production accordée aux installations utilisant des sources d'énergie renouvelables et aux installations de cogénération, dans la mesure où elles ne compromettent pas la sécurité de l'exploitation du réseau de transport, comme décrit au TITRE 4 (plus spécifiquement à l'Article 14) ;
 - v. l'aperçu des publications et des rapports d'Elia permettant à l'autorité de régulation compétente de surveiller la Gestion de la Congestion comme décrit au TITRE 5.
3. Bien que les articles 8 (§1er, 5°) et 23 (§2, alinéa 2, 36°) de la Loi Électricité et l'article 59 (10) de la Directive Électricité exigent que les Règles sous-jacentes contiennent les informations suivantes, le sujet suivant n'est pas considéré comme relevant du champ d'application des Règles :

- i. l'allocation des capacités dans le cadre de la Gestion de la Congestion n'est pas décrite dans les Règles comme étant entièrement couverte par la CACM et les méthodologies européennes découlant de sa mise en œuvre.

Article 2. Publication et mise en œuvre des Règles

1. Après notification de l'approbation par l'autorité de régulation compétente à laquelle Elia a soumis les Règles, Elia informera les acteurs du marché concernés par les (modifications des) Règles de leur entrée en vigueur.
2. Elia publiera les Règles après notification de leur approbation par l'autorité de régulation compétente à laquelle Elia les a soumises.

Sauf disposition contraire de l'article pertinent, les Règles entreront en vigueur après notification par Elia des acteurs du marché concernés, comme décrit au paragraphe 1er, mais au plus tôt un mois après leur approbation.

3. Les Règles entreront en vigueur pour une durée indéterminée.
4. Les modifications des Règles à la demande d'une autorité de régulation compétente (in casu la CREG) (conformément à l'article 23 (§2, alinéa 2, 36°) de la Loi Électricité et à l'article 59 (10) de la Directive Électricité) ou sur proposition d'Elia feront l'objet d'une consultation publique avant soumission à l'autorité de régulation compétente (in casu la CREG) pour approbation.

Article 3. Définitions et interprétations

1. Toutes les références à d'autres actes législatifs sont explicitement définies. Tous les Articles sans référence explicite à une autre législation concernent les Articles des présentes Règles.
2. Dans les présentes Règles, à moins que le contexte ne s'y oppose :
 - le singulier indique le pluriel et vice versa ;
 - les références à un genre comprennent tous les autres genres ;
 - la table des matières, les titres et les dénominations sont insérés pour des raisons de commodité uniquement et n'affectent pas leur interprétation ;
 - l'expression « y compris » et ses variantes doivent être interprétées sans restriction ;
 - toute référence à une loi, un règlement, une directive, un décret, un instrument, un code ou tout autre texte législatif doit comprendre toute modification, extension ou réadoption de celui-ci alors en vigueur.
3. Aux fins des présentes Règles, les termes utilisés ont le sens des définitions figurant à l'article 3 de la SOGL, à l'article 2 de la CACM, à l'article 2 du Code de Bonne Conduite et à l'article 2 de la méthodologie de CSA, sauf indication contraire au paragraphe 4.

4. Aux fins des présentes Règles, les définitions suivantes s'appliquent également :

(1)	Services auxiliaires	désigne les services auxiliaires tels que définis au point (53) de l'article 2 du Code de Bonne Conduite.
(2)	État de Disponibilité :	désigne l'état de disponibilité tel que défini dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités.
(3)	Règles d'Équilibrage	Un document, approuvé par la CREG, décrivant les règles de fonctionnement du marché pour la compensation des déséquilibres quart-horaires, conformément à l'article 212 §1 du Code de Bonne Conduite ;
(4)	Offre d'Énergie d'Équilibrage	désigne l'offre d'énergie mFRR ou l'offre d'énergie aFRR telles que définies respectivement dans les Modalités et Conditions pour le Fournisseur de Services d'Équilibrage mFRR et les Modalités et Conditions pour le Fournisseur de Services d'Équilibrage aFRR.
(5)	Région de Calcul de la Capacité ou « CCR »	désigne la région de calcul de la capacité telle que définie au point (3) de l'article 2 de la CACM.
(6)	Modèle de Réseau Commun ou « CGM »	désigne le modèle de réseau commun tel que défini au point (2) de l'article 2 de la CACM.
(7)	Indisponibilité Conditionnelle	<p>L'indisponibilité conditionnelle d'un élément de réseau signifie qu'une analyse de sécurité (N-1) dans le cas où l'élément n'est pas en service, entraîne des surcharges à certains moments/conditions spécifiques après application d'Actions d'atténuation telles que des Actions correctives. En d'autres termes, cela signifie que cet élément ne peut être mis à l'arrêt que dans des conditions spécifiques. Il existe 2 types de conditions :</p> <p>1. Situations présentant un caractère imprévisible, par exemple concernant le vent, le soleil, les flux internationaux ... Il peut y avoir des périodes plus favorables pour planifier l'indisponibilité, mais une</p>

		<p>validation devra toujours être faite en Day-ahead. Ce type d'indisponibilité a une conséquence sur l'organisation des travaux de maintenance et d'infrastructure, car des travaux de remplacement doivent être préparés.</p> <p>2. Conditions revêtant un caractère prévisible, par exemple, indisponibilité d'une unité de production, niveau de charge, etc... Cette indisponibilité peut être planifiée dès que la situation est connue.</p>
(8)	Congestion	désigne la Congestion telle que définie au point (4) de l'article 2 du Règlement sur l'électricité.
(9)	Gestion de la Congestion	<p>La préparation et la mise en œuvre d'actions par Elia pour prévenir l'apparition de Congestions détectées ou pour résoudre en temps réel des Congestions physiques inattendues.</p> <p>Dans le cadre du présent document, la définition de la Gestion de la Congestion se limite aux actions locales prises par Elia, à l'exclusion des processus détaillés de coordination des GRT (en ce qui concerne le calcul et l'allocation de la capacité, le Redispatching transfrontalier, les Échanges de Contrepartie), qui sont réglementés par des méthodes européennes à l'exception des aspects à définir au niveau national pour soutenir ces méthodologies européennes.</p>
(10)	Élément de Réseau Pertinent en Matière de Congestion	désigne des éléments de réseau pertinents tels que définis au point (85) de l'article 3 de la SOGL ainsi que d'autres éléments du Réseau d'Elia 150 kV et 220 kV, qui nécessitent régulièrement l'application d'Actions Correctives Non Coûteuses ou Coûteuses (Redispatching) pour la Gestion de la Congestion
(11)	Indicateur de Risque de Congestion	représente l'état d'une Zone Electrique en ce qui concerne le risque de Congestion associé à

	ou « CRI »	l'augmentation ou à la diminution de l'injection nette de puissance active dans la Zone Electrique.
(12)	Aléa	désigne l'aléa tel que défini au point (10) de l'article 2 de la CACM.
(13)	Analyse des Aléas	désigne l'analyse des aléas telle que définie au point (27) de l'article 3 de la SOGL.
(14)	Zone de Réglage	désigne les zones de contrôle telles que définies au point (67) de l'article 2 du Règlement sur l'Électricité.
(15)	Action Corrective Coûteuse	Une Action Corrective impliquant une compensation financière d'une partie externe.
(16)	Échange de Contrepartie	désigne l'échange de contrepartie tel que défini à l'article 2 (27) du Règlement sur l'Électricité.
(17)	CREG	L'autorité fédérale de régulation des marchés du gaz et de l'électricité en Belgique.
(18)	Actif Pertinent Transfrontalier	désigne les actifs pertinents ¹ tel que défini au point (84) de l'article 3 de la SOGL.
(19)	Action Corrective Curative	désigne l'Action Corrective curative telle que définie au point (24) de l'article 2 de la méthodologie CSA.
(20)	Programme Journalier	désigne le Programme Journalier tel que défini dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation.
(21)	Marché Journalier	désigne l'échéance du marché journalier tel que défini au point (34) de l'article 2 de la CACM.
(22)	Zone Électrique	Le Réseau d'Elia est divisé en plusieurs zones électriques ²
(23)	Réseau ELIA	Le réseau électrique qui appartient à Elia, ou du moins qu'elle a le droit d'utiliser ou d'exploiter, et pour lequel Elia a été désignée comme gestionnaire de réseau.

¹ En clair : cela inclut les installations de consommation et les installations de production d'électricité (qui peuvent être des Unités Techniques dans le cadre des Règles) ainsi que les éléments du réseau.

² Au moment de la soumission des règles, le nombre de zones est de dix : 380, Hainaut East, Hainaut West, Langerbrugge East, Langerbrugge West, Ruien, Merksem, Stalen, Liège et Schaerbeek.

(24)	Modèle de Réseau Individuel ou « IGM »	désigne le modèle de réseau individuel tel que défini au point (2) de l'article 2 de la CACM.
(25)	Marché Infracjournalier	désigne le marché infracjournalier tel que défini au point (37) de l'article 2 de la CACM.
(26)	May-Not-Run	désigne le May-Not-Run tel que défini dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation
(27)	Must-Run	désigne le Must-Run tel que défini dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation
(28)	Élément de Réseau Surveillé	Élément du réseau soumis à un risque de Congestion pertinent et qui est donc pris en compte pour la détermination du niveau de CRI des Zones Electriques.
(29)	Action Corrective Non Coûteuse	Une Action Corrective n'impliquant pas de compensation financière d'une partie externe.
(30)	Sécurité d'Exploitation	désigne la sécurité d'exploitation telle que définie au point (1) de l'article 3 de la SOGL.
(31)	Analyse de Sécurité d'Exploitation	désigne l'analyse de sécurité d'exploitation telle que définie au point (50) de l'article 3 de la SOGL.
(32)	Zone de Coordination des Indisponibilités	désigne la zone de coordination des indisponibilités telle que définie au point (82) de l'article 3 de la SOGL.
(33)	Responsable de la Planification des Indisponibilités ou « OPA »	Toute personne physique ou morale telle que définie à l'article 3(87) de la SOGL et avec laquelle Elia a conclu un contrat de Responsable de la Planification des Indisponibilités conformément à l'article 126 du Code de Bonne Conduite.
(34)	Coordination de la Planification des Indisponibilités ou « OPC »	la coordination des indisponibilités effectuée par Elia conformément aux articles 82 à 103 de la SOGL.
(35)	Action Corrective Préventive	désigne l'Action Corrective préventive telle que définie au point (18) de l'article 2 de la méthodologie CSA.

(36)	Appel Prioritaire	désigne l'appel prioritaire tel que défini au point (20) de l'article 2 du Règlement sur l'Électricité.
(37)	Redispatching	désigne le redispatching tel que défini au point (26) du Règlement sur l'Électricité.
(38)	Offre d'Énergie de Redispatching Ou « RD Energy Bid »	désigne l'Offre d'Énergie de RD tel que définie dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation
(39)	Heure de Fermeture du Guichet pour le Redispatching ou « RD GCT »	désigne le RD GCT tel que défini dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation
(40)	Centre de Coordination Régional ou « RCC »	désigne le centre de coordination régional (« CCR ») tel que défini au point (63) du règlement électricité.
(41)	Action Corrective	désigne l'Action Corrective telle que définie au point (13) de l'article 2 de la CACM.
(42)	Charge Résiduelle	La charge résiduelle (ou charge nette) est définie ici comme la demande d'électricité moins la production décentralisée à partir de sources d'énergie renouvelables variables (éoliennes, solaires et hydroélectriques au fil de l'eau selon les profils météorologiques) et les autres productions décentralisées « Must-Run » (cogénération et incinération des déchets selon des contraintes opérationnelles comme les profils thermiques).
(43)	Services de Reconstitution	Au sens de l'article Art. 2 (52°) du Code de Bonne Conduite ;
(44)	Action Corrective de Restauration	désigne l'Action Corrective de restauration telle que définie au point (13) de l'article 2 de la méthodologie CSA.
(45)	Responsable de la Programmation ou « SA »	Toute personne physique ou morale telle que définie à l'article 3 (90) de la SOGL et avec laquelle Elia a conclu un contrat de Responsable de la Programmation conformément à l'article 131 du Code de Bonne Conduite.

(46)	Technical Unit	désigne la Technical Unit assujettie aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités et aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation, et qui y est définie. ³
(47)	Modalités et Conditions pour le Fournisseur de Service d'Équilibrage	Désigne les modalités et conditions pour les fournisseurs de service d'équilibrage conformément à l'article 18 de l'EBGL.
(48)	Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités ou « T&C OPA »	Modalités et Conditions, y compris le contrat entre Elia et le Responsable de la Planification des Indisponibilités conformément à l'article 126 du Code de Bonne Conduite, qui régit l'échange d'informations entre le Responsable de la Planification des Indisponibilités et Elia concernant les Plans de Disponibilité des Technical Units et leurs modifications éventuelles.
(49)	Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation ou « T&C SA »	Modalités et Conditions, y compris le contrat entre Elia et le Responsable de la Programmation conformément à l'article 131 du Code de Bonne Conduite, qui régit l'échange d'informations entre le Responsable de la Programmation et Elia concernant les programmes de puissance active (Programmes Journaliers) et leurs modifications éventuelles.
(50)	Charge Totale	La consommation électrique totale tient compte de toutes les charges sur le Réseau d'Elia, ainsi que sur le réseau de distribution (y compris les pertes). Étant donné l'absence de mesures quart-horaires pour les charges dans les réseaux de distribution, cette charge est estimée en combinant calculs, mesures et extrapolations.

³ Les Unités Techniques des présentes Règles sont les Unités Techniques qui sont coordonnées et utilisées aux fins de la Gestion de la Congestion par Elia et qui sont soumises aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités ou aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation, sauf indication contraire expresse dans les Règles.

(51)	Transfert de Capacité d'Équilibrage	désigne le transfert de capacité d'équilibrage tel que défini au point (26) de l'article 2 de l'EBGL.
(52)	Surcharges Transitoires Admissibles	désigne les surcharges transitoires admissibles telles que définies au point (65) de l'article 3 de la SOGL.
(53)	Cap de Puissance Active Zonal	Augmentation ou diminution maximale de l'injection nette de puissance active autorisée dans une Zone Electrique avec un niveau de CRI moyen sans créer de Congestion.

TITLE 3 Coordination des Technical Units

Article 4. Objet de la coordination des Technical Units

1. Parallèlement à la Coordination de la Planification des Indisponibilités pour les Actifs Pertinents Transfrontaliers au niveau européen visée aux Considérants 12 et 13, Elia contrôle la compatibilité des États de Disponibilité délivrés par les Responsables de la Planification des Indisponibilités pour toutes les Technical Units sous réserve et dans le respect des conditions fixées dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités.
2. Dans le cadre du contrôle de compatibilité visé au paragraphe 1er, Elia accorde une attention particulière à (aucun ordre de priorité) :
 - i. Faire correspondre la maintenance des éléments du réseau avec les États de Disponibilité des Technical Units dans le but principal d'éviter les risques pour la Sécurité d'Exploitation tout en essayant d'éviter les distorsions du marché.
 - ii. Surveiller la disponibilité des Technical Units pour les Services Auxiliaires dans la mesure où cette surveillance de la disponibilité est nécessaire en cas d'approvisionnement limité ou insuffisant du Service Auxiliaire. Elia surveille en particulier :
 - la disponibilité des Technical Units préqualifiées pour la fourniture de services d'équilibrage. Il est à noter que cette vérification est indépendante de l'acquisition de la capacité d'équilibrage et ne remplace donc pas les contrôles de disponibilité réels tels que décrits dans le contrat du Service Auxiliaire concerné.
 - la disponibilité des Technical Units contractées pour la prestation de Services de Reconstitution.
 - la disponibilité des Technical Units et la flexibilité disponible pour le Redispatching au sein de chaque Zone Électrique.

- la disponibilité des Technical Units afin d’assurer la disponibilité opérationnelle pour fournir des capacités de contrôle de la tension dans chaque Zone Électrique.
 - iii. Surveiller le risque de pénurie en fonction de la disponibilité prévue des Technical Units de production d’électricité tout au long de l’année conformément à la Méthodologie ENTSOe concernant les évaluations de l’adéquation à court terme et saisonnière⁴
 - iv. En ce qui concerne plus particulièrement les Services de Reconstitution, Elia vérifie également pour chaque Fournisseur de Service de Reconstitution si les règles contractuelles concernant l’indisponibilité simultanée des Services de Reconstitution définies dans les Modalités et Conditions pour les Fournisseurs de Services de Reconstitution ne sont pas violées.
3. En outre, pour les Technical Units dont la mise à disposition est prévue sur la base des États de Disponibilité délivrés par le Responsable de la Planification des Indisponibilités, Elia coordonne la puissance active programmée sur la Technical Unit, conformément aux modalités décrites à l’article II.5 des T&C SA, afin :
- i. de faciliter l’indisponibilité planifiée ou fortuite d’éléments du réseau afin de minimiser les risques liés à la Sécurité d’Exploitation ;
 - ii. d’assurer la disponibilité opérationnelle pour fournir des capacités de contrôle de tension dans chaque Zone Électrique.

Article 5. Moyens à disposition pour la coordination

Lorsqu’Elia, sur la base des contrôles décrits à Article 4, identifie des risques potentiels pour la Sécurité d’Exploitation, elle peut utiliser les procédures suivantes :

- i. Elia peut demander la modification d’un État de Disponibilité des Technical Units assujetties aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités et conformément à l’Article 6.
- ii. Elia peut demander un « Must-Run » ou « May-Not-Run » aux Technical Units, soumises aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation et conformément à l’Article 7.

Article 6. Règles relatives aux demandes de modification de l’Etat de Disponibilité

1. Elia peut demander des modifications aux Technical Units qui sont des Actifs Pertinents Transfrontaliers conformément à la Coordination de la Planification des Indisponibilités

⁴ Disponible ici : [Microsoft Word - Décision ACER n° 08-2020 sur le RPR8 Annexe I \(europa.eu\)](#)

visée au Considérant 12 et conformément aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités.

2. Elia peut demander des modifications pour les Technical Units qui ne sont pas des Actifs Pertinents Transfrontaliers conformément aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités.
3. Quand Elia demande de modifier une période d'indisponibilité planifiée, elle partage avec le(s) Responsable(s) de la Planification des Indisponibilités les périodes durant lesquelles il convient d'éviter l'indisponibilité de la Technical Unit concernée.
4. S'il est possible d'apporter plusieurs modifications efficaces aux États de Disponibilité afin de réduire l'un des risques surveillés tels que décrits à l'Article 4, Elia conviendra avec le(s) Responsable(s) de la Planification des Indisponibilités de la modification à apporter :
 - qui réduit le plus efficacement le risque sous-jacent à la demande de modification⁵,
 - sans créer de (d'autres) risques liés à la Sécurité d'Exploitation (comme décrit dans Article 4),
 - et peut être exécuté au coût le plus bas.
5. Lorsqu'elle reçoit une demande de modification d'un État de Disponibilité de la part d'un Responsable de la Planification des Indisponibilités conformément aux conditions établies dans le contrat pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités, Elia vérifie l'acceptabilité de la demande en surveillant les risques décrits à l'Article 4. Elia répond au Responsable de la Planification des Indisponibilités conformément aux modalités précisées dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités.
6. Dans le cas où un Responsable de la Planification des Indisponibilités demande une modification sur un Actif Pertinent Transfrontalier, Elia assurera la coordination avec les autres GRT de la Zone de Coordination des Indisponibilités conformément à l'article 100 §1 à 3 de la SOGL. Dans le cas où un Responsable de la Planification des Indisponibilités demande une modification sur une Technical Unit qui n'est pas un Actif Pertinent Transfrontalier, Elia répondra au Responsable de la Planification des Indisponibilités sans coordination dans la Zone de Coordination des Indisponibilités.
7. Les deux parties peuvent fixer les conditions qui doivent être remplies pour accepter une modification demandée par l'autre partie conformément aux modalités précisées dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Planification des Indisponibilités.
8. Lorsqu'Elia constate un non-respect des règles contractuelles visées à l'Article 4 paragraphe 2 (iv), elle exigera gratuitement la modification de l'État de Disponibilité.

⁵ En d'autres termes, l'objectif est d'obtenir l'impact le plus élevé à moindre coût.

Article 7. Règles pour demander un Must Run ou un May-Not-Run

1. Avant l'échéance définie dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation, Elia peut demander au Responsable de la Programmation d'une Technical Unit particulière, telle qu'introduit à l'Article 5 (ii), un « Must-Run » sur la Technical Unit afin de :
 - veiller à ce qu'un prélèvement net ou une injection nette de la Technical Unit concernée sur le Réseau d'Elia reste à une valeur constante ou au-dessus d'un certain seuil, facilitant ainsi une maintenance planifiée sur le réseau aux fins décrites à l'Article 4 paragraphe 3 (i) ;
 - veiller à ce que la Technical Unit soit prête sur le plan opérationnel aux fins décrites à l'Article 4 paragraphe 3 (ii).
2. Avant l'échéance définie dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation, Elia peut demander au Responsable de la Programmation d'une Technical Unit particulière, tel qu'introduit à l'Article 5 (ii), un May-Not-Run sur la Technical Unit afin de garantir qu'aucune puissance active ne sera injectée ou prélevée par la Technical Unit concernée ou que sa puissance active injectée ou prélevée restera en dessous d'un certain seuil , facilitant ainsi une maintenance sur le Réseau d'Elia.
3. Elia ne peut demander un « Must-Run » ou « May-Not-Run » que si l'État de Disponibilité soumis par le Responsable de la Planification des Indisponibilités de la Technical Unit est « Available » et en respectant la puissance maximale disponible fournie par l'OPA pendant la période pour laquelle Elia demande le « Must-Run » ou « May-Not-Run ».
4. Le Responsable de la Programmation concerné peut informer Elia des conditions qui doivent être remplies pour accepter le Must-Run ou le May-Not-Run demandé par Elia conformément aux modalités spécifiées dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation.
5. S'il est possible de réduire l'un des risques surveillés décrits à l'Article 4 grâce à plusieurs Must-Run ou May-Not-Run efficaces, Elia conviendra avec le(s) Responsable(s) de la Programmation concerné(s) du Must-Run ou du May-Not-Run qui :
 - réduit le plus efficacement possible le risque sous-jacent au Must-Run ou au May-Not-Run⁶,
 - sans créer de (d'autres) risques liés à la sécurité du réseau (comme décrit à l'Article 4),
 - et peut être exécuté au coût le plus bas.

⁶ En d'autres termes, l'objectif est d'obtenir l'impact le plus élevé à moindre coût.

TITLE 4 Gestion de la Congestion

Article 8. Objectif de la Gestion de la Congestion

Elia gère les risques de Congestion sur son Réseau conformément aux objectifs et aux exigences fixés dans la SOGL et la CACM. La gestion des risques de Congestion est basée sur les résultats des Analyses des Aléas et des Analyses de Sécurité d'Exploitation décrites aux articles 34 et 72 de la SOGL en utilisant les Modèles de Réseau Communs établis conformément à l'article 70 (1) de la SOGL et à l'article 17 de la CACM (voir considérant 23) et conformément à la Méthodologie pour l'utilisation du Dynamic Line Rating dans le calcul de la capacité⁷. La Gestion nationale de la Congestion sert en particulier les objectifs suivants :

- i. Éviter ou résoudre les Congestions physiques sur le réseau
- ii. Assurer un niveau de sécurité conforme aux lignes directrices opérationnelles

Article 9. Actions Correctives utilisées pour la Gestion de la Congestion

1. Elia peut coordonner les Technical Units afin d'assurer la disponibilité des Actions Correctives pour la journée concernée en utilisant les moyens de coordination décrits à l'Article 5.
2. Après la fermeture du Marché Journalier, les risques de Congestion identifiés peuvent être résolus par les actions suivantes (non classées par ordre de priorité) :
 - a. des actions internes d'Elia :
 - i. Modification de la planification des indisponibilités d'un élément de réseau (conformément à l'article 22.1(a) de la SOGL).
 - ii. Modifications des topologies et/ou changement de plots de transformateurs déphaseurs (conformément à l'article 22.1(b) de la SOGL).
 - b. par l'activation d'une RD Energy Bid mise à la disposition d'Elia sur les Technical Units assujetties aux Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation (conformément à l'article 22.1(e) de la SOGL). Plus particulièrement, ces Actions Correctives concernent l'activation d'une RD Energy Bid à la hausse ou à la baisse sur une Technical Unit avec ou sans démarrage ou arrêt de celle-ci. La demande d'activation par Elia d'une RD Energy Bid respecte les spécifications de la RD Energy Bid telles que définies dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation.
 - c. par réduction de la capacité d'une Technical Unit produisant de l'électricité raccordée avec accès flexible et conformément à l'article 61 du Code de Bonne

⁷ Disponible sur le site d'Elia : <https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/nos-infrastructures/dynamic-line-rating>

Conduite, et aux articles spécifiques applicables des codes régionaux belges des réseaux⁸.

- d. par l'activation d'Offres d'Énergie d'Équilibrage à des fins autres que l'équilibrage conformément à l'article 29 du Règlement (UE) 2017/2195 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après dénommé « **EBGL** ») et conformément aux Modalités et Conditions pour le Fournisseur de Service d'Équilibrage.
- e. par des Actions Correctives avec les GRT voisins :
 - i. en coordonnant les modifications topologiques et/ou les changements de plots des transformateurs déphaseurs situés dans les GRT voisins
 - ii. par Redispatching avec un ou plusieurs GRT conformément à l'article 22.1(e) de la SOGL ;
 - iii. par des Échanges de Contrepartie sur une ou plusieurs frontières de zones de dépôt des offres conformément à l'article 22.1(f) de la SOGL ;
 - iv. en ajustant les flux de puissance transitant par les systèmes HVDC, conformément à l'article 22.1(g) de la SOGL ;
 - v. conformément à l'article 22.1(i) de la SOGL et à l'article 72 de la CACM, par réduction de la capacité d'échange entre zones déjà allouée, qui ne serait autorisée en tant qu'Action Corrective qu'en cas de force majeure ou si le réseau d'Elia est en situation d'urgence, si tous les GRT à une interconnexion donnée acceptent cet ajustement, et si un Redispatching ou des Échanges de Contrepartie ne sont pas possibles.
- f. par des Actions Correctives supplémentaires non prédéfinies conformément à l'article 22.2 de la SOGL.

Article 10. Règles pour choisir entre les Actions Correctives Curatives, Préventives ou de Restauration⁹

1. Elia peut prendre les Actions Correctives énumérées à l'Article 9 paragraphe 2 en tant qu'Action Corrective Préventive, Curative ou de Restauration.
2. Comme les Actions Correctives Curatives et Préventives sont le résultat d'un processus de planification opérationnelle, Elia les prépare afin d'être prête à les activer si nécessaire, quel que soit le moment réel de l'activation.

⁸ « Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit Vlaams Gewest » en Flandre, « Règlement technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci » en Wallonie et « Règlement Technique de transport régional d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale » à Bruxelles.

⁹ Etant donné qu'Elia ne peut effectuer des Actions Correctives de Restauration que si le système est en état d'alerte (selon la définition de la méthodologie CSA), cet article se concentre sur les règles pour choisir entre les Actions Correctives Préventives et Curatives.

3. Elia peut prendre des Actions Correctives Curatives dans des circonstances particulières :
 - si la surcharge prévue est une Surcharge Transitoire Admissible et qu'au moment de l'activation, l'Action Corrective peut être complètement mise en œuvre pendant la durée définie de la Surcharge Transitoire Admissible ;
 - et s'il n'y a pas de risque significatif que l'Action Corrective ne soit pas disponible après la survenance de l'Aléa.
4. Elia peut prendre des Actions Correctives Préventives :
 - si les conditions du paragraphe 3 ne sont pas remplies (c'est généralement le cas pour l'activation des RD Energy Bids) ;
 - ou pour des raisons d'optimisation de la topologie du réseau (limitées aux Actions Correctives Non Coûteuses impliquant des changements de topologie et des réglages spécifiques de plots de transformateur déphaseur) ;
 - ou aux fins d'une coordination internationale conformément à l'Article 11.
5. Étant donné la durée limitée des Surcharges Transitoires Admissibles (qui est habituellement d'environ un quart d'heure), Elia ne combine pas plus de deux Actions Correctives Curatives pour un même Aléa.

Article 11. Principes pour l'activation des Actions Correctives après la fermeture du Marché Journalier

1. Elia choisit les Actions Correctives appropriées dans le but de résoudre de manière efficace et efficiente le risque de Congestion conformément à l'article 21(2) de la SOGL.
2. Elia active les Actions Correctives énumérées à l'Article 9 paragraphe 2 selon les principes suivants :
 - i. Une première catégorisation fondée sur les coûts directs (quantifiables) qui différencie les catégories d'Actions Correctives Non Coûteuses et les Actions Correctives Coûteuses, avec une préférence pour les Actions Correctives ayant les coûts les plus bas.
 - ii. Au sein de chaque catégorie de coûts visée au paragraphe 2 (i), et compte tenu du Considérant 3, une catégorisation fondée sur l'impact international avec une préférence pour les Actions Correctives sans impact international. Les Actions Correctives ayant une incidence internationale sont assujetties à la coordination avec d'autres GRT et au soutien de son Centre de Coordination Régional (RCC), conformément aux Considérants 3 et 5, et à l'article 78(2) de la SOGL.
3. Dans des cas exceptionnels, un impact indirect, c'est-à-dire un impact non quantifiable tel que des obligations légales ou des délais, des mesures de sécurité ou des difficultés organisationnelles de reprogrammation, peut faire en sorte qu'une Action Corrective soit reportée à la fin de la liste de priorité établie selon les principes décrits au paragraphe 2,

ce qui signifie que l'Action Corrective serait moins préférable à d'autres Actions Correctives. Elia justifiera l'impact d'un tel impact indirect, le cas échéant, par le biais du rapport sur la Gestion de la Congestion décrit à l'Article 17 paragraphe 2

4. Elia réserve certaines actions topologiques non coûteuses (principalement le réglage de PST) pour les échéances restantes après le calcul de la capacité (presque en temps réel) afin que les Actions Correctives disponibles soient suffisantes pour assurer la Sécurité d'Exploitation.
5. Elia tiendra compte des règles d'appel prioritaire décrites à l'Article 14 lors de la réalisation d'un Redispatching interne utilisant les Technical Units disponibles conformément à l'Article 9 paragraphe 2(b).
6. Elia active les Actions Correctives en temps utile, mais aussi près que possible du temps réel afin de limiter l'impact de ces Actions Correctives sur le marché, en tenant compte des spécificités et des exigences pour l'activation des Actions Correctives (telles que la coordination avec les GRT voisins, les spécifications des RD Energy Bids...).
7. Elia peut s'écarter des principes décrits aux paragraphes 2 à 5 dans des circonstances particulières, comme indiqué au TITRE 5.

Article 12. Échanges de Contrepartie et Redispatching transfrontalier

1. Les règles énoncées aux paragraphes 2 à 10 sont susceptibles d'être modifiées à la suite de l'entrée en vigueur des nouvelles méthodes visées au Considérant 8.
2. En prévision de l'entrée en vigueur et de la mise en œuvre des propositions communes pertinentes des GRT pour les méthodologies élaborées conformément aux articles 35(1) et 74 de la CACM et à l'article 76 de la SOGL, Elia peut effectuer des Échanges de Contrepartie ou du Redispatching transfrontalier en coordination avec les GRT des Zones de Réglage voisines conformément aux règles décrites aux paragraphes 2 à 9. La mise en œuvre concrète de ces règles peut être définie plus en détail dans des accords bilatéraux conclus entre Elia et le GRT concerné à propos des Échanges de Contrepartie et/ou du Redispatching transfrontalier.
3. Chaque GRT a le droit de rejeter les demandes d'Échange de Contrepartie ou de Redispatching transfrontalier émanant de GRT voisins si elles conduisent à une violation des limites de Sécurité d'Exploitation ou si les moyens locaux disponibles (comme décrit à l'Article 12 paragraphe 10) sont insuffisants.
4. Chaque GRT peut demander des Échanges de Contrepartie ou un Redispatching transfrontalier après que l'analyse de sécurité coordonnée journalière a été effectuée conformément à l'article 75 de la SOGL.
5. Elia peut demander un Échange de Contrepartie ou un Redispatching transfrontalier à titre d'Action Préventive, Curative ou de Restauration si cela est conforme aux méthodologies européennes pour la Région de Calcul de la Capacité concernée ou à l'accord bilatéral conclu avec le GRT concerné. Dans les accords bilatéraux, Elia et le GRT concerné doivent convenir d'un délai minimum entre la demande d'activation et le début de l'activation.

6. Le GRT demandant les Échanges de Contrepartie ou le Redispatching transfrontalier peut, conformément aux dispositions de l'article 26 §3 du CACM, diminuer la capacité de transfert infrajournalière disponible sur la frontière affectée pendant la période d'activation et dans la direction de la Congestion pour s'assurer que des allocations infrajournalières supplémentaires n'aggraveront pas le risque de Congestion, sans compromettre la fermeté des capacités déjà allouées.
7. Le GRT demandant les Échanges de Contrepartie ou le Redispatching transfrontalier supportera les coûts nets de l'Action Corrective. Les coûts seront partagés à parts égales entre les GRT concernés uniquement si la Congestion est sur une ligne d'interconnexion commune.
8. Elia, en accord avec le GRT concerné, doit préciser la position du Redispatching transfrontalier et des Échanges de Contrepartie dans la liste de priorité des Actions Correctives créée sur la base des principes décrits à l'Article 11. La position peut être :
 - soit des Échanges de Contrepartie, soit du Redispatching transfrontalier si Elia n'a pas accès à d'autres Actions Correctives efficaces et efficientes ;
 - soit un ordre fondé sur les coûts des Actions Correctives internes et des Échanges de Contrepartie ou de Redispatching transfrontalier s'ils sont tout aussi efficaces pour résoudre le risque de Congestion. Dans ce cas, des prix indicatifs doivent au moins être échangés entre les GRT afin de permettre une optimisation des coûts par le GRT à l'origine de la demande.
9. Si Elia est le GRT qui demande l'Échange de Contrepartie ou le Redispatching transfrontalier, Elia peut utiliser les moyens décrits à l'Article 9 paragraphes 2 b), d), e(ii), ou e(iii). Dans le cas spécifique d'une demande d'Échange de Contrepartie à la frontière entre la Belgique et le Royaume-Uni, Elia peut également utiliser le mécanisme de compensation tel que décrit à l'Article 13.
10. Si Elia reçoit une demande d'Échanges de Contrepartie ou de Redispatching transfrontalier d'un autre GRT, elle peut utiliser les moyens énumérés à l'Article 9 paragraphe 2 b). Dans le cas spécifique d'une demande d'Échange de Contrepartie à la frontière entre la Belgique et le Royaume-Uni, Elia peut également utiliser le mécanisme de compensation tel que décrit à l'Article 13.
11. Les accords bilatéraux en matière d'Échanges de Contrepartie et/ou de Redispatching transfrontalier peuvent prévoir le soutien du Centre de Coordination Régional si les GRT le jugent utile¹⁰.

Article 13. Activation du mécanisme de compensation pour la neutralisation de l'impact de l'activation des RD Energy Bids sur le déséquilibre du système

1. Elia vise à minimiser l'effet de la Gestion de la Congestion sur le déséquilibre du système de la Zone de Réglage d'Elia par le biais d'un mécanisme de compensation lors de la

¹⁰ Par exemple, typiquement dans la phase de détection du processus

demande d'activation d'une ou de plusieurs RD Energy Bids en tant qu'Action Corrective pour le Redispatching interne (tel que décrit à l'Article 9 paragraphe 2 b)) ou d'un Échange de Contrepartie (tel que décrit à l'Article 9 paragraphe 2 e (iii) et conformément à l'article 12, paragraphes 9 et 10) à la frontière entre la Belgique et le Royaume-Uni ;

2. Elia respecte le principe de compensation à condition qu'il n'y ait pas d'accords au niveau européen rendant le principe de compensation superflu.
3. Le volume à compenser en raison de l'activation des RD Energy Bids et des Échanges de Contrepartie est égal à la somme nette de toutes les activations de RD Energy Bids et d'Échanges de Contrepartie activés pour le quart d'heure concerné.
4. Le volume à compenser tel que décrit dans l'Article 13 paragraphe 3 est une composante considérée par ELIA pour évaluer le besoin de compensation en utilisant l'activation programmée mFRR pour le quart d'heure concerné selon les principes décrits dans les Règles d'Équilibrage.

Article 14. Appel Prioritaire

1. Lors de l'activation de la flexibilité à la baisse en tant qu'Action Corrective conformément à l'Article 9 paragraphe 2 b), Elia visera à respecter les exigences d'Appel Prioritaire pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération à haut rendement décrites à l'article 13 du Règlement sur l'Électricité. L'Appel Prioritaire ne peut cependant pas être une raison de ne pas activer la flexibilité en tant que RD Energy Bids.
2. Elia donnera la priorité à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement, pour autant qu'elle n'augmente pas les risques pour un fonctionnement sûr du réseau de transport. Toutefois, Elia activera la flexibilité à la baisse sur ces Technical Units en fonction du « merit order » technique.
3. Lorsqu'Elia active de la flexibilité à la baisse sur des unités produisant de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération à haut rendement en raison d'un manque d'actions alternatives disponibles conformément aux critères du paragraphe 2, elle arrêtera l'activation dès que des actions alternatives seront disponibles.

Article 15. Redispatching basé sur les coûts

1. En application de l'article 13.3 du Règlement sur l'Électricité, visé au Considérant 20 des présentes Règles, Elia fait appel à l'exemption relative aux mécanismes fondés sur le marché et propose l'utilisation générale d'un mécanisme non fondé sur le marché pour l'activation des RD Energy Bids offertes par un Responsable de la Programmation.
2. Conformément à l'article 13.7 du Règlement sur l'Électricité, la flexibilité à la baisse des Technical Units raccordées au réseau avec un accès flexible et activée conformément à l'Article 9 paragraphe 2 c ne sera pas nécessairement compensée financièrement, sauf disposition contraire dans le Code de Bonne Conduite ou dans les codes régionaux belges des réseaux (selon ce qui est applicable pour la Technical Unit)..

3. Conformément à l'article 13.7 du Règlement sur l'Électricité et en application de l'Article 9 paragraphe 2 b, Elia acceptera les prix des RD Energy Bids offerts par un Responsable de la Programmation aux fins de la Gestion de la Congestion, dans un mécanisme non fondé sur le marché.

Article 16. Indicateur de Risque de Congestion

1. Identification des Zones Électriques et des Éléments du Réseau Surveillés :
 - i. Elia détermine annuellement
 - Une liste des Zones Électriques
 - Une liste des Éléments de Réseau Surveillés par Zone Électrique
 - ii. Les Éléments de Réseau Surveillés sont des éléments pour lesquels Elia a identifié un risque de Congestion pertinent et qui seront surveillés pendant le processus de détermination du niveau de CRI tel que décrit au paragraphe 2.
 - iii. Les Éléments de Réseau Surveillés identifiés doivent être des éléments inter-Zones Électriques. Les éléments de réseau à l'intérieur d'une Zone Électrique ne sont pas considérés comme des Éléments de Réseau Surveillés, sauf s'il y a une indisponibilité pertinente d'un élément de réseau qui crée une Congestion pertinente à l'intérieur d'une Zone Électrique. Dans ce cas, cet élément de réseau sera temporairement ajouté à la liste des Éléments de Réseau Surveillés.
 - iv. Les Zones Électriques sont déterminées sur la base de l'identification des Éléments de Réseau Surveillés conformément au paragraphe 1 (iii). Si un Éléments de Réseau Surveillé est régulièrement identifié à l'intérieur d'une Zone Électrique, la Zone Électrique sera réorganisée de manière à ce que cet Éléments de Réseau Surveillé devienne inter-Zone Électrique. Si une Congestion est identifiée sur un élément de réseau dans une Zone Électrique pendant une période limitée en raison de conditions de réseau spécifiques temporaires, cet élément de réseau devient un Éléments de Réseau Surveillé pendant cette période, mais cela n'entraîne pas de réorganisation de la Zone Électrique.
2. Détermination des niveaux de l'Indicateur de Risque de Congestion
 - i. Après l'analyse de sécurité coordonnée pour le jour D effectuée au jour D-1, Elia détermine les Indicateurs de Risque de Congestion (CRI) en utilisant la méthodologie décrite aux paragraphes 2 (iii), (iv) et (vi).
 - ii. Elia actualisera les niveaux de CRI au moins trois fois au cours du jour D pour les heures restantes du jour D en utilisant la méthodologie décrite au paragraphe 2 (iii), (iv) et (vi).
 - iii. Les niveaux de CRI déterminés par Elia sur base horaire sont basés sur une vérification visant à déterminer si les Programmes Journaliers du Jour D, reçus après la fermeture du Marché Journalier, et leurs mises à jour infra journalières

ou des déviations par rapport aux Programmes Journaliers du Jour D pourraient causer des Congestions.

- iv. Trois niveaux de CRI sont définis pour refléter le risque de Congestion associé à une modification de l'injection nette de puissance active dans une Zone Électrique :
- Niveau « Low » : le risque de Congestion dû à une modification de l'injection nette de puissance active dans la Zone Électrique est estimé comme bas ;
 - Niveau « Medium » : un risque de Congestion est identifié dans le cas où une variation de l'injection nette de puissance active dans la Zone Électrique se produit dans la direction du niveau de CRI et est supérieure au Cap de Puissance Active Zonal;
 - Niveau « High » : un risque de Congestion est identifié pour toute variation de l'injection nette de puissance active dans la Zone Électrique dans le sens du niveau de CRI ;
- v. Les niveaux de CRI sont déterminés par Elia :
- Pour chaque heure du jour D
 - Pour chaque Zone Électrique
 - Dans chaque direction¹¹
- vi. La détermination du niveau de CRI suit une approche en deux étapes :
- Une analyse globale de sécurité N-1 basée sur les Programmes Journaliers et les prévisions les plus récents. En cas de détection d'une Congestion sur un Élément de Réseau Surveillé, Elia identifie la direction du flux d'énergie interzonale menant à la Congestion de cet Élément de Réseau Surveillé et déclare la ou les Zones Électriques concernées comme étant de niveau « High » dans la ou les directions concernées qui aggraverai(en)t la Congestion.
 - Une analyse de sécurité zonale N-1 par Zone Électrique, par direction et par heure pour analyser l'impact d'une augmentation/diminution de l'injection nette de puissance active sur les Éléments de Réseau Surveillés. L'injection nette de puissance active est progressivement augmentée/diminuée jusqu'à ce qu'un des Éléments de Réseau Surveillés soit surchargé. L'augmentation/diminution de la puissance active conduisant à cette surcharge correspond au Cap de Puissance Active Zonal dans la direction concernée :

¹¹ Dans ce document, la direction à la hausse fait référence à une augmentation de l'injection nette de puissance active et la direction à la baisse fait référence à une diminution de l'injection nette de puissance active.

- Si le Cap de Puissance Active Zonal est inférieur à un seuil spécifique, Elia déclare la Zone Électrique concernée comme étant de niveau « Medium » dans la direction concernée.
 - Si le Cap de Puissance Active Zonal est supérieur à un seuil spécifique, Elia déclare la Zone Électrique concernée comme étant de niveau « Low » dans la direction concernée.
 - Ce seuil spécifique est déterminé lors de l'étape d'analyse de sécurité zonale N-1 au moyen du calcul de la flexibilité restante dans chaque Zone Électrique.
- vii. Dans le cas où un niveau de CRI « Medium » est déterminé dans une Zone Électrique conformément au paragraphe 2 (vi), le Cap de Puissance Active Zonal est continuellement mis à jour après chaque mise à jour de Programme Journalier survenant dans cette Zone Électrique en fonction de l'augmentation/diminution supplémentaire de l'injection nette qui en résulte.
3. Utilisation des niveaux de l'Indicateur de Risque de Congestion
- i. Elia utilise les niveaux de CRI pour évaluer le besoin d' Actions Correctives décrites à l'Article 9 paragraphe 2 b), lorsqu'un Responsable de la Programmation fournit une mise à jour du Programme Journalier d'une Technical Unit dans une Zone Électrique.
 - ii. Elia utilise les niveaux de CRI comme base pour le filtrage des points de livraison inclus dans les Offres d'Énergie d'Équilibrage qui sont dans une Zone Électrique dédiée selon les règles décrites dans les Règles d'Équilibrage et les Modalités et Conditions pour le Fournisseur de Service d'Équilibrage pour éviter d'aggraver un risque de Congestion.
 - iii. Elia utilise les niveaux de CRI comme base pour déterminer les possibilités pour les Technical Units de s'écarter de leurs Programmes Journaliers en temps réel dans la direction concernée :
 - Niveau « Low » : Elia n'impose aucune limite aux Technical Units pour s'écarter de leurs Programmes Journaliers en temps réel ;
 - Niveau « Medium » et « High » : Elia n'autorise pas les Technical Units à s'écarter de leurs Programmes Journaliers en temps réel. Dans ces cas, Elia peut obliger toutes les Technical Units dans cette Zone Électrique à revenir à leur dernier Programme Journalier valide en cas de déviations dans la direction du CRI selon les modalités décrites dans les Modalités et Conditions pour le Responsable de la Programmation;
4. Elia informe les Responsables de la Programmation et les Fournisseurs de Service d'Équilibrage concernés des niveaux de CRI une fois déterminés en Jour D-1 ou mis à jour le Jour D conformément aux modalités de l'Article 18.

Article 17. Surveillance

1. Comme proposé en réponse à l'incitant relatif à l'« Amélioration de la transparence concernant l'identification et la gestion des Congestions » défini dans la décision de la CREG (B)658E/52 du 28 juin 2018, Elia enverra à la CREG un rapport trimestriel sur la Gestion de la Congestion couvrant une période de trois mois, dans le mois et demi suivant la fin de la période concernée. Ce rapport contiendra les informations suivantes :
 - a. Informations sur la qualité des prévisions suivantes utilisées comme inputs opérationnels pour la création des Modèles de Réseau Individuels (IGM) :
 - i. Qualité des prévisions de production calculée sur la base d'une comparaison des prévisions avec des mesures en temps réel, classées selon le type de production ;
 - ii. Qualité des données prévisionnelles de la topologie du réseau basée sur une comparaison des prévisions avec des mesures en temps réel, pour les éléments de réseau suivants : transformateurs déphaseurs à Zandvliet et Van Eyck, couplages jeu de barres aux postes 380 kV Horta, Avelgem et Courcelles.
 - iii. Qualité des prévisions de la Charge Totale basée sur une comparaison de la prévision de la Charge Totale avec des mesures en temps réel, une comparaison entre les prévisions de la charge en day-ahead et en infrajournalier, et des informations sur la correction des prévisions de la Charge Totale pour utilisation dans les fichiers du Modèle de Réseau Commun.
 - iv. Qualité des prévisions de Charge Résiduelle basée sur une comparaison de la prévision de Charge Résiduelle avec des mesures en temps réel et une comparaison entre les prévisions de Charge Résiduelle en day-ahead et infrajournalier.
 - b. Informations sur la qualité des données d'output :
 - i. Qualité des calculs de flux de charge pour les Éléments de Réseau Pertinents en matière de Congestion basée sur une comparaison entre les fichiers du Modèle de Réseau Commun qu'Elia a reçus du Centre de Coordination Régional (RCC) et les mesures en temps réel.
 - ii. Qualité des données prévisionnelles relatives aux flux internationaux basée sur une comparaison avec des mesures en temps réel.
 - c. Informations sur le moment, la puissance, l'emplacement et l'objet de l'activation d'Actions Correctives Coûteuses par Elia. Ces informations répondront également aux exigences en matière de reporting prévues à l'article 13.4 (b) du Règlement sur l'Électricité.

- d. Valeurs historiques des rapports trimestriels précédents d'une sélection d'indicateurs clés de performance pertinents.
 - e. En cas de rejet par Elia d'une demande de modification d'État de Disponibilité soumise par l'OPA dans le cadre de la procédure du plan de disponibilité, conformément à l'Article 6, paragraphe 5, des informations sur la raison de ce rejet.
2. Conformément à l'article 22.2 de la SOGL, Elia enverra un rapport à la CREG sur l'utilisation et la justification d'Actions Correctives supplémentaires décrites à l'Article 9 paragraphe 2. Elia ajoutera ces informations au rapport trimestriel sur la Gestion de la Congestion visé au paragraphe 1er.
3. Elia communiquera une fois par an à la CREG les informations demandées conformément à l'article 13.4 (a et c) du Règlement sur l'Électricité concernant l'évolution vers un Redispatching fondé sur le marché et vers une réduction du besoin de Redispatching à la baisse des installations de production utilisant des énergies renouvelables ou la cogénération à haut rendement.
4. En prenant en compte l'approche basée sur les coûts du Redispatching selon l'Article 15 paragraphe 1, Elia intégrera dans les rapports décrits au paragraphe 1.c), les informations demandées conformément à l'article 13.6 du Règlement sur l'Électricité concernant les activations et la justification du Redispatching à la baisse en utilisant des Technical Units soumises à l'appel prioritaire décrit à l'Article 14.
5. Elia fera une fois par an un rapport contenant des indicateurs pertinents concernant la détermination des niveaux de CRI ainsi que la liste mise à jour des Zones Électriques et des Éléments de Réseau Surveillés. Ce rapport comprendra également des indicateurs pertinents concernant la précision des calculs du CRI.
6. Elia communiquera une fois par an à la CREG les informations relatives à la modification de Programme Journalier au niveau de la Technical Unit dans la direction pour laquelle un CRI est indiqué comme « Medium » ou « High ».

Article 18. Publication d'informations

1. Elia publiera des informations par l'intermédiaire de la plateforme de transparence d'ENTSO-e conformément aux Considérants 15 et 16 en ce qui concerne :
 - a. les actions de Gestion de la Congestion ;
 - b. l'indisponibilité des générateurs et unités de production.
2. Conformément à l'article 22.2 de la SOGL, Elia publiera sur son site internet le rapport transmis à la CREG conformément à l'Article 17 paragraphe 2 sur l'utilisation d'Actions Correctives supplémentaires, y compris sa justification.
3. Elia publiera sur son site internet un rapport trimestriel contenant les informations décrites à l' Article 17 paragraphe 1a) et b) et des renseignements pertinents sur

l'activation d'Actions Correctives Coûteuses par Elia décrites à l'Article 17 paragraphe 1

c). Plus précisément, les informations publiées seront les suivantes :

- a. KPI sur la qualité des prévisions utilisées comme inputs opérationnels pour la création des Modèles de Réseau Individuels (IGM) ;
 - b. KPI sur la qualité des données d'output ;
 - c. informations sur le moment, la puissance, l'emplacement et l'objet de l'activation d'Actions Correctives Coûteuses par Elia (y compris les activations du Redispatching à la baisse en utilisant des Technical Units soumises à l'Appel Prioritaire) ;
 - d. Valeurs historiques d'une sélection de KPI pertinents.
4. Elia publiera sur son site internet, à titre d'information uniquement, le niveau de CRI et le Cap de Puissance Active Zonal de chaque Zone Électrique.¹²
 5. Elia publiera le rapport annuel décrit à l'Article 17 paragraphe 5.

TITLE 6 Dispositions finales

Article 19. Langue

La langue applicable pour les présentes Règles est l'anglais. Afin d'éviter toute ambiguïté, si Elia doit traduire la présente proposition dans la (les) langue(s) nationale(s), en cas d'incohérences entre la version anglaise publiée par Elia et toute version dans une autre langue, la version anglaise prévaudra et Elia fournira aux autorités nationales de régulation pertinentes, conformément à la législation nationale, une traduction actualisée de cette proposition.

¹² Les informations indiquant si le niveau de CRI d'une zone est « High » ou « Medium » pour une heure particulière de la journée sont également envoyées aux acteurs du marché concernés via une communication push B2B automatisée. Les informations indiquant si le niveau de CRI d'une zone est « High » ou « Medium » via la communication push B2B automatisée prévaudront sur les informations qui seront publiées sur le site Web d'Elia pour une heure particulière de la journée.