

Plan de défense du réseau d'ELIA – version non-confidentielle

Résumé	Ce document contient le plan de défense du réseau conçu par ELIA conformément aux critères spécifiés dans le Règlement (UE) 2017/2196 et dans le Règlement technique fédéral. La version confidentielle de ce document a été approuvée par le ministre de l'Énergie dans l'arrêté ministériel du 25 janvier 2024.
Version	2.0
Date	25-01-2024
Statut	Version finale approuvée par le ministre de l'Énergie

Versions précédentes

Version	Date	Auteur	Résumé des modifications
1.01	16-09-2019	Elia	Modification sur base des conseils de la CREG
1.00	18.12.2018	Elia	Remarques de la CREG, de la DG Énergie du SPF Économie et du NCCN Références au nouveau RTF 2019 Modifications mineures stakeholders

Table des matières

1	Introduction	5
2	Cadre juridique.....	7
2.1	Compétences d'approbation	7
2.2	Dispositions légales en matière de plan de délestage	7
2.3	Dispositions relatives aux fournisseurs de services de défense du réseau sur base contractuelle.....	8
2.4	Schéma descriptif du cadre légal	9
3	Conditions d'activation du Plan de défense du réseau	10
4	Liste des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.....	11
4.1	Liste des utilisateurs significatifs du réseau identifiés	11
4.2	Utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.....	12
4.2.1	Liste des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le plan de défense du réseau	12
4.2.2	Modalités et conditions générales relatives à la déconnexion et la remise sous tension des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité	14
5	Classification des états du réseau	15
5.1	État normal.....	15
5.2	État d'alerte.....	16
5.3	État d'urgence.....	17
5.4	État de black-out.....	18
5.5	État de reconstitution.....	18
6	Rôles et responsabilités des entités dans le contexte du plan de défense du réseau.....	19
6.1	Gestionnaires de réseau de transport	19
6.2	Utilisateurs significatifs du réseau	19
6.2.1	Exploitants d'unités de production d'électricité (PGM).....	19
6.2.2	Installations de consommation raccordées au réseau de transport	20
6.2.3	Gestionnaires de réseau fermé de distribution (GRFD) raccordés au réseau de transport	20
6.2.4	Exploitants d'installations de stockage d'énergie asynchrone.....	20
6.3	Gestionnaires de réseau de distribution (GRD) publiques	20
6.4	Responsables d'équilibre (BRP)	21
6.5	Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP).....	21
7	Procédures du plan de défense du réseau	22
7.1	Procédure de gestion des écarts de fréquence	22
7.1.1	Critères relatifs à la fréquence	22
7.1.2	Description et objectifs.....	23
7.1.3	Mesures préalables à la procédure de gestion des écarts de fréquence	23
7.1.4	Mesures de la procédure de gestion des écarts de fréquence.....	24
7.2	Procédure de gestion des écarts de tension.....	26
7.2.1	Description et objectifs.....	26
7.2.2	Critères d'activation.....	26
7.2.3	Procédure en cas de tensions hautes.....	27
7.2.4	Procédure en cas de basse tension	28
7.3	Procédure de gestion des flux de puissance	29
7.3.1	Description et objectifs.....	29
7.3.2	Mesures préalables	29
7.3.3	Critères d'activation.....	29
7.3.4	Procédure de gestion des flux de puissance	29
7.4	Procédure d'assistance en puissance active.....	31
7.4.1	Description et objectifs.....	31

7.4.2	Actions précédentes conformément aux Règles de balancing et à l'Accord opérationnel du bloc RFP	31
7.4.3	Critères d'activation	32
7.4.4	Procédure	32
7.5	Procédure en cas de pénurie	33
7.5.1	Description et objectifs	33
7.5.2	Communication en cas de détection de pénurie	34
7.6	Procédure de déconnexion manuelle de la charge (confidentielle)	35
7.7	Assistance et coordination inter-GRT en état d'urgence	35
7.7.1	Procédure de gestion des écarts de tension	36
7.7.2	Procédure pour la gestion des flux d'électricité	36
7.7.3	Procédure d'assistance en puissance active	36
7.8	Système de réglage automatique de la sous-fréquence	37
7.8.1	Description et objectifs	37
7.8.2	Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U)	37
7.8.3	Changement de mode de fonctionnement et déconnexion automatiques des unités de stockage d'énergie asynchrone	38
7.8.4	Plan de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse – LFDD (confidentielle)	40
7.8.5	Vue d'ensemble des actions automatiques lors de l'écroulement de la fréquence du réseau	40
7.9	Système de réglage automatique de la surfréquence	42
7.9.1	Description et objectifs	42
7.9.2	Mode de réglage restreint à la sur-fréquence (LFSM-O)	42
7.9.3	Comportement automatique des unités de stockage d'énergie	43
7.9.4	Comportement automatique des interconnexions HVDC	43
7.10	Système automatique contre l'écroulement de tension	44
7.10.1	Description et objectifs	44
7.10.2	Critères d'activation	44
7.10.3	Procédure	45
8	Échange d'informations en état d'urgence, de black-out ou de reconstitution	46
8.1	Notification « Emergency ELIA »	46
8.1.1	Description	46
8.1.2	Critères d'activation	47
8.2	Notification « Blackout ELIA »	48
8.2.1	Notification de black-out par ELIA aux parties prenantes concernées	48
8.2.2	Notification de black-out par ELIA aux pouvoirs publics (confidentielle)	48
8.3	Notification "Grid Restoration ELIA"	48
9	Définitions et acronymes	49
10	Liste des mesures et délais de mise en œuvre	56
10.1	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par le GRT sur ses installations	56
10.2	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par les USR identifiés sur leurs installations	56
10.3	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par les GRD sur leurs installations	56
11	Liste des documents connexes	57
11.1	Documents uniquement disponibles en interne	57
11.2	Documents disponibles en externe avec la classification diffusion restreinte	58
11.3	Documents disponibles en externe	58
Annexe 1 : Liste des USR identifiés en vertu de l'art. 11(4), point c) du NC ER		59
Annexe 2: Tableau récapitulatif des mesures de limitation de la demande		64

Annexe 3: Liste des postes à haute tension impliqués dans le plan de déconnexion manuelle de la charge, puissance par zone et par tranche (confidentielle)	65
Annexe 4: Registre des activations et des décisions ministérielles qui permettent l'activation manuelle en cas de pénurie d'électricité et de phénomènes soudains.....	65
Annexe 5 : Liste des postes haute tension concernés par le plan de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse en 2023 (confidentielle)	65
Annexe 6 : Liste des postes à haute tension concernés par le plan de déconnexion automatique de la charge tel en fréquence basse qu'envisagé à l'horizon 2027 (confidentielle)	65
Annexe 7 : Note de conception LFDD (confidentielle).....	65

1 Introduction

Ce document contient le plan de défense du réseau d'ELIA, décrivant les mesures automatiques et manuelles visant à prévenir un black-out, à limiter l'extension des perturbations et à stabiliser le réseau électrique lors de l'état d'urgence, afin de revenir à l'état normal ou d'alerte le plus rapidement possible avec un impact minimal sur les utilisateurs du réseau¹.

Ce document est élaboré par ELIA, sur base des articles 11 et 15 jusqu'à 22 du Règlement (UE) 2017/2196 de la commission européenne du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (NC ER) et en tenant compte des autres codes de réseaux, de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité (le RTF), d'autres dispositions législatives pertinentes (santé et sécurité publiques, sûreté nucléaire, etc.) ainsi que des législations locales éventuelles.

ELIA a élaboré ce plan de défense du réseau en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), les utilisateurs significatifs du réseau (USR) concernés, la CREG, la DG Énergie du SPF Économie, et les autres gestionnaires de réseau de transport (GRT) de la zone synchrone Europe continentale, conformément à l'article 11(1) du NC ER.

Les références au code de sauvegarde dans d'autres textes législatifs et réglementaires sont considérées comme faisant référence au plan de défense du réseau tel que visé à l'article 261 § 1, du RTF.

Sans préjudice des dispositions de la législation nationale ou européenne, les mesures techniques et organisationnelles pour lesquelles des délais de mise en œuvre mentionnés dans le présent plan sont postérieurs à la date d'approbation du plan de défense du réseau par le ministre de l'Énergie (le ministre) ne sont applicables qu'à compter de leur mise en œuvre.

ELIA a établi le plan de défense du réseau en s'assurant que :

- les mesures du plan, mises en œuvre principalement par les USR individuels, se complètent les unes les autres au lieu de s'opposer ;
- les mesures sont adéquates pour faire face aux problèmes prévus ; et
- seul le nombre de mesures nécessaires pour faire face au problème soit activé, ce qui, d'une part, minimise l'impact sur les utilisateurs du réseau et la durée de la perturbation et, d'autre part, maximise donc l'efficacité.

Conformément à l'article 4 du NC ER, ELIA utilisera autant que possible des mécanismes fondés sur le marché pour assurer la sécurité et la stabilité du réseau.

Conformément à l'article 50(3) du NC ER, ELIA réexamine l'efficacité de son plan de défense du réseau au moins une fois tous les cinq ans. Dans cette évaluation, ELIA tiendra compte au minimum des éléments suivants :

- a) Le développement et l'évolution de son réseau depuis la première conception ;
- b) L'adéquation des nouveaux équipements installés dans les réseaux de transport et de distribution depuis la première conception ;
- c) Les USR mis en service depuis la première conception, leur adéquation et les services pertinents offerts ;
- d) Les essais réalisés et l'analyse des incidents dans le système conformément à l'article 56, paragraphe 5, du règlement (UE) 2017/1485 ; et
- e) les données opérationnelles recueillies en fonctionnement normal et après une défaillance.

¹ Les états du réseau sont décrits dans le paragraphe 5

Conformément à l'article 6(1) du NC ER, lors de la révision de son plan de défense, chaque GRT européen veille à la cohérence avec les mesures correspondantes des plans des GRT de sa zone synchrone et des plans des GRT voisins appartenant à une autre zone synchrone, d'au moins les mesures suivantes :

- Le soutien et la coordination entre les GRT dans les états d'urgence, conformément à l'article 14 du NC ER (voir le paragraphe 7.7 du présent document) ;
- les procédures de gestion des fréquences, conformément à l'article 18 du NC ER (voir le paragraphe 7.1 du présent document)
- La procédure de soutien des capacités actives, conformément à l'article 21 du NC ER (voir le paragraphe 7.4 du présent document).

Conformément à l'article 6(3) du NC ER, ELIA fournira les documents nécessaires à Coreso (le coordinateur de sécurité régional)². Dans les 3 mois suivant la réception des documents, Coreso établira un rapport technique concernant la cohérence des mesures.

Conformément à l'article 4 §4 du code de conduite, la version non confidentielle du plan de défense du réseau sera ajoutée en annexe aux accords de raccordement pertinents, y compris, le cas échéant, les mesures confidentielles pour les accords de raccordement pertinents. ELIA a partagé la version confidentielle du plan de défense du réseau uniquement avec les autorités compétentes. Seulement les titres des paragraphes considérés comme confidentiels sont retenues dans ce document.

Le tableau 1 présente de manière très simplifiée les mesures de défense qui peuvent être prises afin de ramener en temps réel le flux (importation comprise), la tension et la fréquence dans les limites opérationnelles de sécurité ainsi que les mesures en cas de détection préalable de (risque de) pénurie. Ces mesures sont décrites plus loin dans le présent document.

		En cas d'incidents en temps réel				En cas de (menace de) pénurie	
		Courant trop élevé	Tension trop basse	Fréquence trop élevée	Import trop élevé	(production + import) < consommation	
MESURES DE DÉFENSE POTENTIELLES	PGMS HVDC Stockage	Plus d'injection MW dans le réseau	x			x	x
		Moins d'injection MW dans le réseau	x			x	
		Plus d'injection de Mvar dans le réseau		x			
		Moins d'injection Mvar dans le réseau			x		
	Installation de consommation, HVDC, stockage	Plus de prélèvement MW du réseau	x			x	
		Moins de prélèvement MW du réseau	x			x	x
		Plus de prélèvement Mvar du réseau			x		
		Moins de prélèvement Mvar du réseau		x			
	Gestionnaire de réseau	Interruption d'une liaison	x	x	x		
		Blockage des régulateurs de tension transformateurs		x			
		Réduction de la consigne de tension par 5%				x	x
		Délestage de chaudières électriques à accumulation				x	x
		Activation procédure pénurie					x
		Délestage de charge automatique				x	
Assistance inter-GRT			x	x	x	x	
Délestage de charge manuel	x	x			x		

Tableau 1 : Aperçu des mesures de défense

² Au niveau européen, il a été convenu entre les GRT que la mise en œuvre de l'article 6(3), aurait lieu tous les cinq ans et que la prochaine mise en œuvre commencerait à la fin de 2023.

2 Cadre juridique

L'article 11(1) du NC ER charge ELIA de concevoir un plan de défense du réseau, en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), les utilisateurs significatifs du réseau (USR), l'autorité de régulation nationale (ARN) et les gestionnaires de réseau de transport (GRT) voisins et les GRT de la même zone synchrone concernés.

ELIA a préparé le plan de défense du système conformément aux articles 11 et 15 à 22 du NC ER.

En cas d'incompatibilité entre le NC ER et une autre législation, la législation supérieure prévaut.

Le plan de défense du système ne peut pas affecter le NC ER et les dispositions du RTF.

2.1 Compétences d'approbation

Conformément aux articles 4(5) et 4(7) du NC ER, le gestionnaire belge de réseau de transport informe l'ARN ou toute autre entité définie par l'État membre des modifications apportées au plan de défense du réseau.

Conformément à l'article 259 du RTF, le ministre de l'Énergie approuve, sur proposition du gestionnaire de réseau de transport et après avis de la CREG, les propositions visées à l'article 4(2), points c), d) et g) du NC ER.

Conformément à l'article 261 du RTF, le gestionnaire du réseau de transport soumet, après consultation de la CREG et de la DG Énergie, une proposition de modification du plan de défense du réseau au ministre de l'Énergie. Conformément à l'article 1 de l'arrêté ministériel du 28 octobre 2022 modifiant l'arrêté ministériel du 19 décembre 2019, cette proposition doit être soumise au ministre de l'Énergie dans les quatre ans suivant l'entrée en vigueur du plan de défense du réseau. ELIA a donc soumis au ministre de l'Énergie, le 6 octobre 2023, une proposition modifiée du plan de défense du réseau.

Conformément à l'article 1 de l'arrêté ministériel du 25 janvier 2024 portant approbation de la proposition de plan de défense du réseau et de la proposition de plan de reconstitution du réseau conformément aux articles 261 et 262 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, cette proposition du plan de défense du réseau (version 2.0) est approuvée.

Il est fait référence à certains endroits du présent plan de défense du réseau à d'autres documents connexes. Le paragraphe 11 contient une liste des documents connexes, dont certains sont uniquement disponibles au sein d'ELIA. ELIA ne demande pas l'approbation du ministre de l'Énergie au sujet de ces documents connexes. Ces documents sont disponibles à titre informatif auprès d'ELIA à la demande des autorités publiques.

2.2 Dispositions légales en matière de plan de délestage

Conformément à l'article 261 §4 du RTF, le ministre de l'Énergie détermine le plan de délestage sur proposition du gestionnaire de réseau de transport.

En application de l'article 261 §4 du RTF, le plan de délestage peut contenir les mesures éventuelles suivantes :

1. L'obligation pour le gestionnaire de réseau de transport :
 - a. d'interrompre tout ou partie des raccordements aux réseaux ;

- b. d'interrompre ou de modifier les interconnexions avec les autres réseaux dans la zone de réglage ;
2. L'obligation pour les consommateurs ou pour certaines catégories d'entre eux, dans l'ensemble du pays ou dans certaines parties de celui-ci, de réduire dans des limites déterminées, l'électricité qu'ils prélèvent au réseau ;
3. L'interdiction d'utiliser de l'électricité à certaines fins.

Conformément à l'article 11(5) du NC E&R, le Plan de défense du réseau comprend une procédure de délestage manuel de la charge nette et un système de délestage automatique de la charge nette en fréquence basse. Par conséquent, le plan de délestage est repris comme une sous-partie du Plan de défense du réseau.

Selon l'arrêté ministériel « Plan de délestage », le plan de délestage peut être appliqué dans le cadre des procédures ci-dessous :

- La procédure pour la protection du réseau électrique contre les **phénomènes soudains** qui compromettent subitement l'intégrité du système électrique ;
- La procédure pour la protection du réseau électrique en cas de **pénurie d'électricité annoncée ou de risque de pénurie** pour une durée considérable, plus ou moins prévisible.

Dans le cadre du plan de délestage, les délestages peuvent avoir lieu soit de manière automatique via un délestage automatique de la charge nette en fréquence basse (paragraphe 7.8.4), soit de manière manuelle selon la procédure de délestage manuel de la charge nette (paragraphe 7.6).

2.3 Dispositions relatives aux fournisseurs de services de défense du réseau sur base contractuelle

Certaines mesures du plan de défense du réseau se basent sur des capacités qui devraient être mises à disposition de manière volontaire. Le NC ER prévoit à l'article 4(4) qu'ELIA utilise ces capacités volontaires par le biais de fournisseurs de service de défense, sur base légale ou contractuelle.

ELIA n'estime pas utile d'introduire des fournisseurs de services de défense sur base contractuelle, étant donné qu'il est possible de prévoir une participation volontaire aux actions de défense sous la forme de la mise à disposition de réserves via les plateformes de flexibilité existantes qui continuent de fonctionner lors d'un état d'urgence, conformément aux règles de suspension et de rétablissement des activités de marché.

En cas d'un manque résiduel de sécurité d'approvisionnement pour la zone de contrôle, et après activation de toutes les offres d'énergie d'équilibrage et des réserves contractuelles entre GRT, ELIA peut décider, après avoir fait appel au soutien des GRT voisins, de lancer la procédure d'assistance pour la puissance réactive, tel qu'expliquée au paragraphe 7.4.

ELIA ne doit par conséquent contracter aucun service de défense supplémentaire.

Toutefois, ELIA n'exclut pas de faire appel aux fournisseurs de services de défense sur base contractuelle à l'avenir. Dans ce cas, des conditions générales établissant l'objectif du service devront être présentées, conformément au NC ER.

2.4 Schéma descriptif du cadre légal

La figure 1 donne un aperçu simplifié des événements possibles sur le réseau, des mesures de défense applicables et du cadre légal en vigueur :

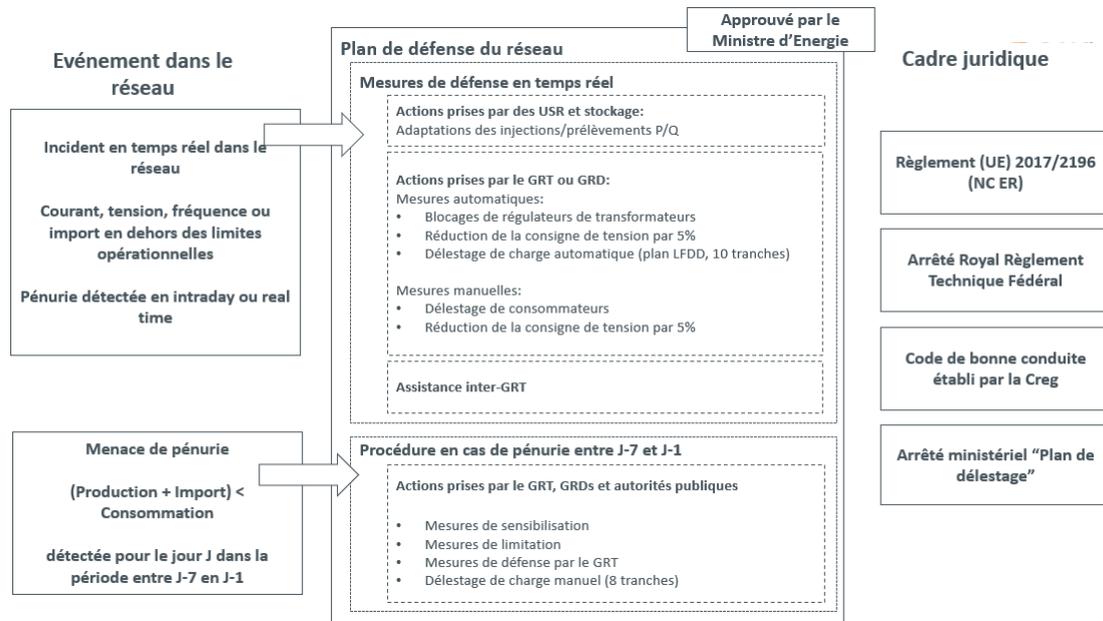


Figure 1 : Aperçu des événements possibles sur le réseau, des mesures de défense et du cadre légal

3 Conditions d'activation du Plan de défense du réseau

ELIA active les procédures de son Plan de défense du réseau comme décrit dans les paragraphes 7.1-7.4 et 7.6 en coordination avec les GRD et les USR désignés

Outre les systèmes du plan de défense du réseau activés automatiquement, ELIA active une procédure du plan de défense du réseau dans les cas suivants :

- Le **réseau est en état d'urgence**, conformément aux critères énoncés au paragraphe 5.3 et aucune mesure corrective, telle que décrite à l'article 22 du SOGL, n'est disponible pour rétablir l'état normal du réseau ; ou
- **L'analyse de la sécurité d'exploitation d'ELIA** indique que l'activation d'une mesure du plan de défense du réseau est nécessaire en plus des mesures correctives disponibles, pour assurer la sécurité d'exploitation du réseau de transport.

Sans préjudice de l'état du réseau (tel qu'expliqué au paragraphe 5) et, le cas échéant, de l'activation d'actions correctives, telles que définies à l'article 22 du SOGL, du plan de défense du réseau ou du plan de reconstitution, ELIA prend toutes les mesures qu'elle juge nécessaires pour éviter de compromettre la sécurité du personnel ou d'endommager l'équipement, suite à une situation dont elle a connaissance.

Lorsque ELIA doit prendre des mesures pour empêcher de mettre en danger la sécurité du personnel ou d'endommager l'infrastructure ou lorsque ELIA active des mesures du plan de défense du réseau ou du plan de reconstitution, elle notifie les actions qu'elle entreprend à la CREG et à la DG Énergie en temps et en heure et établit un rapport contenant une explication détaillée des raisons, de l'exécution et de l'impact des actions entreprises.

Le rapport est transmis à la CREG, à la DG Énergie et, le cas échéant, aux parties prenantes concernées, comme indiqué et sans préjudice des dispositions des articles 14(4), 18(4), 20(3) et 22(4) du NC ER.

4 Liste des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité

Conformément à l'article 11(4), point c) du NC ER, le plan de défense du réseau comprend une liste des USR responsables de la mise en œuvre sur leurs installations des mesures résultant des exigences à caractère obligatoire énoncées dans le NC RfG, le NC DCC, le NC HVDC ou la législation nationale, ainsi qu'une liste des mesures devant être mises en œuvre par lesdits USR.

ELIA a identifié au paragraphe 4.1 les capacités des USR destinées à être directement utilisées dans son plan de défense du réseau et a ajouté une liste détaillée à l'annexe 1.

Sans préjudice des dispositions de l'article 4(2), points c) et d) et de l'article 50(5) du NC ER, la liste des USR identifiés et la liste des USR de haute priorité pour le plan de défense du réseau sont transmises par ELIA au ministre de l'Énergie.

Ces USR identifiés constituent un sous-ensemble des catégories d'utilisateurs du réseau mentionnées ci-dessous auquel s'applique le NC ER conformément à l'article 2(2) du NC ER :

- a) unités de production d'électricité existantes et nouvelles des types C et D, conformément à l'article 5 du NC RfG ;
- b) unités de production d'électricité existantes et nouvelles de type B, conformément à l'article 5 du NC RfG, lorsqu'elles sont identifiées comme USR conformément à l'article 11(4), et à l'article 23(4) du NC ER ;
- c) installations de consommation existantes et nouvelles raccordées à un réseau de transport ;
- d) réseaux fermés de distribution existants et nouveaux raccordés au réseau de transport ;
- e) fournisseurs de redispatching d'unités de production d'électricité ou d'installations de consommation au moyen d'agrégation et fournisseurs de réserve de puissance active, conformément au titre 8 du SOGL ; et
- f) systèmes de courant continu à haute tension (HVDC) existants et nouveaux et parcs de générateurs raccordés au courant continu, conformément aux critères énoncés à l'article 4(1), du NC HVDC.

4.1 Liste des utilisateurs significatifs du réseau identifiés

ELIA a identifié les exigences suivantes relatives au plan de défense du réseau, qui sont obligatoires pour les utilisateurs significatifs du réseau³ conformément aux obligations légales :

Type d'utilisateur	Capacité utilisée dans le plan de défense du réseau	Référence à l'obligation légale
PGM existants et nouveaux avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW. Les générateurs de secours qui	Suivre une instruction du GRT concernant la valeur de réglage pour l'échange de puissance active ou réactive avec le réseau, en tenant	Obligatoire selon l'article 261, § 2 du RTF

³ Sur le plan juridique, USR fait référence à l'infrastructure. Afin de pouvoir appliquer les mesures qu'ELIA impose à cette infrastructure dans le cadre du plan de défense, ELIA s'adresse à l'utilisateur du réseau qui a signé le contrat de raccordement pour l'infrastructure en question.

équipent ces PGM ne sont pas inclus.	compte des capacités techniques du PGM	
--------------------------------------	--	--

Tableau 2 : type, capacité et disposition légale pour les USR désignés

L'annexe 1 contient une liste détaillée des USR désignés pour le plan de défense du réseau.

ELIA souhaite utiliser un nombre limité de moyens afin de répondre de manière efficace en cas d'état d'urgence du réseau de transport. C'est pourquoi ELIA souhaite faire appel à un nombre limité de PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW, plutôt qu'un nombre beaucoup plus important de PGM plus petits.

4.2 Utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité

4.2.1 Liste des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le plan de défense du réseau

La liste des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le plan de défense du réseau contient les trois catégories principales suivantes :

- Catégorie 1 : les **raccordements prioritaires** comme spécifiés dans l'article 261, §4, du RTF.
- Catégorie 2 : les **couplages supplémentaires** de la liste des entités qui peuvent être réalimentées en priorité pour des raisons économiques, de sécurité et d'ordre public ou de santé publique. ""
- Catégorie 3 : **les câbles injectant structurels**

En ce qui concerne la catégorie 1, 8 groupes d'utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le plan de défense du réseau sont pris en compte:

1. Les **systèmes techniques auxiliaires** nécessaires pour le fonctionnement vital des réseaux d'ELIA, des GRDs publics et des gestionnaires des RFD.

Les sous-stations d'ELIA dont les systèmes auxiliaires sont alimentés par le réseau de distribution ou par l'infrastructure d'un utilisateur de réseau, dont l'alimentation peut être interrompue lors de la déconnexion manuelle de la charge. Les GRDs ont indiqué les câbles correspondants comme devant être réalimentés de manière prioritaire dans leurs systèmes de gestion.

2. Les systèmes techniques auxiliaires **Ampacimon**

Les câbles auxquels sont connectés les pylônes de télécommunications, qui sont essentiels au fonctionnement des modules Ampacimon. Les modules Ampacimon sont des dispositifs installés sur les lignes à haute tension qui calculent en permanence la capacité de charge du courant maximale en fonction des conditions météorologiques et la transmettent aux centres de contrôle du GRT. Si cette information est perdue, le GRT doit appliquer une capacité de charge de courant maximale inférieure, ce qui peut entraîner l'activation d'une tranche supplémentaire du plan de déconnexion manuelle de la charge. Les GRDs ont indiqué les câbles correspondants comme devant être réalimentés de manière prioritaire dans leurs systèmes de gestion.

3. Les **hôpitaux** visés à l'article 2 de la loi coordonnée du 10 juillet 2008 sur les hôpitaux et autres établissements de soins.
4. Les **centrales de gestion des appels d'urgence** 100, 101 et 112 sur la base de l'article 2, alinéa 1er, 61°, de la loi du 13 juin 2005 relative aux communications électroniques.

5. Le **Centre gouvernemental de Coordination et de Crise** visé par l'arrêté royal du 18 avril 1988 portant création du Centre gouvernemental de Coordination et de Crise et **les comités de coordination des gouverneurs** visés à l'article 32 de l'arrêté royal du 22 mai 2019 relatif à la planification d'urgence et la gestion de situations d'urgence à l'échelon communal et provincial et au rôle des bourgmestres et des gouverneurs de province en cas d'événements et de situations de crise nécessitant une coordination ou une gestion à l'échelon national
6. Le siège social à partir duquel le fonctionnement du réseau **Astrid** est coordonné. (Cette liste est vide car le siège social n'appartient pas à l'une des tranches du plan de délestage).
7. Les points d'injection **Infrabel** pour les lignes aériennes ferroviaires reliées au réseau de distribution. Elles sont protégées afin d'éviter que les trains ne doivent s'arrêter brusquement, ce qui nécessiterait un déploiement important de services d'urgence.
8. Les installations de **Fluxys** sans " groupe fixe de gaz " raccordées au réseau de distribution. Ils sont protégés pour éviter que la distribution du gaz ne soit compromise.

Les listes nominatives des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de défense du réseau figurent dans les annexes du document "Liste des utilisateurs du réseau significatifs hautement prioritaires pour le plan de défense du réseau". Conformément à l'article 259 du RTF, ELIA soumet cette liste à l'approbation du ministre.

Les GRD disposent également de la liste des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de défense du réseau.

La **catégorie 2** représente les **couplages supplémentaires** qui peuvent être définis par le ministre de l'Economie ou le ministre de l'Energie en concertation avec les GRT et les GRD concernés comme définis dans l'article 261 §6 du RTF, pour lesquels les ministres ont donné l'instruction de réalimentation

Il s'agit de "**consommateurs sensibles**" tels que les centres de soins, les installations de gestion de l'eau, les centres de jeunesse, les prisons, les entreprises Seveso, les hôpitaux psychiatriques, les services d'intervention, etc. qui, pour des raisons spécifiques, ne doivent pas être délestés à la demande des ministres ou doivent être réalimentés en priorité.

Une liste indicative et non exhaustive des consommateurs sensibles est envoyée à Synergrid par le SPF Economie avant le 1er septembre de chaque année.

La liste ne devient opérationnelle qu'en cas de crise, lorsque le ministre demande aux gestionnaires de réseau de traiter en priorité certaines entités figurant sur cette liste.

En dehors du contexte de crise, cette liste indicative doit être considérée comme un simple outil permettant aux gestionnaires de réseau de mieux se préparer à mener les actions nécessaires à la demande du ministre en cas de crise.

La liste nominative des "couplages supplémentaires" ne peut donc être ajoutée à la liste des USR de haute priorité pour le plan de défense du réseau qu'au moment où ils sont désignés par les ministres pendant une crise.

La **catégorie 3** représente les **câbles injectant structurels**, qui ne peuvent pas être considérés en soi comme des utilisateurs du réseau.

Il s'agit de câbles auxquels sont raccordés seuls les producteurs, ou un câble pour lequel des comptages antérieurs indiquent que la direction du flux à l'extrémité du câble au niveau des rails secondaires injecte pendant au moins 90 % du temps sur une base annuelle, dans la mesure où cette information est disponible pour le GRD concerné.

Les GRD ont indiqué les câbles injectant structurels dans leurs systèmes de gestion de manière à ce qu'ils puissent être réalimentés en priorité ou ne puissent pas être délestés.

4.2.2 Modalités et conditions générales relatives à la déconnexion et la remise sous tension des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité

Ces modalités et conditions générales sont conformes à : l'article 261, §4 du RTF ;

Les principes de déconnexion et de réactivation des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité en cas de déconnexion **manuelle** de la charge s'appliquent comme expliqué au paragraphe **Error! Reference source not found.**

Les principes de déconnexion et de réactivation des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité en cas de déconnexion **automatique** de la charge s'appliquent comme expliqué au paragraphe 7.8.4.

Les conditions de rétablissement de la tension après une déconnexion automatique ou manuelle de la charge sont définies dans le plan de reconstitution et au paragraphe 7.8.4.5: « Réalimentation de la charge après une baisse de fréquence ».

En cas d'interruption des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité, ELIA et les opérateurs d'autres réseaux collaboreront et appliqueront tous les moyens disponibles pour rétablir le plus vite possible l'approvisionnement aux utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.

5 Classification des états du réseau

Le SOGL contient des prescriptions harmonisées pour la gestion du réseau pour les GRT, les coordinateurs de sécurité régionale (CSR), les GRD et les USR. L'article 18 du SOGL spécifie les différents états du système (état normal, état d'alerte, état d'urgence, état de panne et état de rétablissement). Ces états sont définis plus en détail dans les paragraphes suivants. Les définitions contenues dans le SOGL prévalent sur la description donnée ci-dessous.

5.1 État normal

Le réseau de transport est en état normal lorsque toutes les conditions suivantes sont remplies :

- Les **tensions et les transits** se situent dans les limites de sécurité d'exploitation :
 - Plages de tension au point de raccordement entre 110 kV et 300 kV : 0,90 pu – 1,118 pu
 - Plages de tension au point de raccordement entre 300 kV et 400 kV : 0,90 pu – 1,05 pu
 - Les limites de courant pour les limites thermiques, y compris les surcharges transitoires admissibles, compte tenu du type d'éléments du réseau, de leurs limites techniques et des conditions ambiantes (vent, rayonnement solaire, température, etc.)
- La **fréquence** satisfait aux critères suivants :
 - L'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent se situe dans la plage de fréquence standard, égale à +/- 50mHz ; ou
 - La valeur absolue de l'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent n'est pas supérieure à l'écart de fréquence maximal, égal à 200 mHz, en régime permanent et les limites de fréquence du réseau établies pour l'état d'alerte ne sont pas atteintes ;
- Les **réserves de puissance active et réactive** sont suffisantes pour supporter les aléas figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'article 33 du SOGL sans enfreindre les limites de sécurité d'exploitation ;

La zone de contrôle du GRT concerné se trouve et demeurera, après l'activation des actions correctives, dans les limites de sécurité d'exploitation après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'article 33 du SOGL, et qui se compose des groupes repris ci-dessous :

a) Éléments de réseau du réseau belge :

- Lignes (d'interconnexions) ou câbles individuels d'une tension nominale de 380 kV à 30 kV.
- Générateurs individuels raccordés au réseau de transport.
- Jeux de barres principaux individuels d'une tension nominale de 380 kV.
- Liaisons de couplage individuelles entre différents jeux de barres principaux d'une tension nominale de 380 kV.
- Transformateurs entre différents réseaux de transport (par ex. 380 kV/150 kV, 220 kV/70 kV, 150 kV/36 kV). Les transformateurs vers les réseaux de distribution ne sont pas repris dans cette liste.
- Les transformateurs déphaseurs
- Les connexions HVDC Nemolink et ALEGrO.

b) Éléments de réseau dans le Nord de la France qui peuvent avoir un impact significatif sur le réseau belge : lignes 380 kV ou 220 kV, générateurs importants,

coupleurs de jeux de barres 380 kV ou 220 kV, transformateurs entre 380 kV et 220 kV, jeux de barres 380 kV ou 220 kV, les connexions HVDC IFA1, IFA2 et Eleclink.

c) Éléments de réseau aux Pays-Bas qui peuvent avoir un impact significatif sur le réseau belge : lignes 380 kV, générateurs importants, coupleurs de jeux de barres 380 kV, liaisons HVDC BritNed, NorNed et Cobra.

d) Éléments de réseau en Allemagne qui peuvent avoir un impact significatif sur le réseau belge : lignes 380 kV, générateurs importants, coupleurs de jeux de barres 380 kV

5.2 État d'alerte

Le réseau de transport se trouve en état d'alerte lorsque :

- Les **flux de tension et de puissance** se situent dans les limites de sécurité d'exploitation (identiques à celles de l'état normal) :
 - Plages de tension au point de raccordement entre 110 kV et 300 kV : 0,90 pu – 1,118 pu
 - Plages de tension au point de raccordement entre 300 kV et 400 kV : 0,90 pu – 1,05 pu
 - Les limites de courant pour le limite thermique, y compris les surcharges transitoires admissibles, compte tenu du type d'éléments du réseau, de leurs limites techniques et des conditions ambiantes (vent, rayonnement solaire, température, etc.)

ET

- La **réserve de capacité du GRT** est réduite de plus de 20 % durant plus de trente minutes sans moyen de compenser cette réduction en exploitation en temps réel ;

OU

- La fréquence satisfait aux critères suivants :
 - La valeur absolue de l'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent n'est pas supérieure à l'écart de fréquence maximal en régime permanent, égal à 200 mHz ; et
 - La valeur absolue de l'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent a dépassé en continu 50 % de l'écart de fréquence maximal en régime permanent, égal à 200 mHz, pendant une durée supérieure au délai de déclenchement de l'état de l'alerte, égal à 5 minutes, ou a dépassé en continu 50 % de la plage de fréquence standard, égale à +/- 50 mHz, pendant une durée supérieure au délai de restauration de la fréquence, égal à 15 minutes ;

OU

- Au moins un aléa figurant sur la liste des aléas établie conformément à l'article 33 du SOGL entraîne le franchissement des limites de sécurité d'exploitation du GRT, même après l'activation des actions correctives.

Les aléas sont classés comme suit :

- Aléas ordinaires : perte d'une ligne ou d'un câble 380 kV-30 kV, perte de générateurs, perte d'un coupleur de jeux de barres 380 kV, perte d'un transformateur, perte d'un jeu de barres 380 kV.

- Aléas exceptionnels : perte d'un pylône à haute tension (qui supporte plusieurs lignes). Ces aléas ne sont pas pris en compte de manière standard dans l'analyse de sécurité opérationnelle, sauf en cas de vitesse du vent prévue supérieure à 130 km/h.
- Aléas hors catégorie : perte de plusieurs réacteurs nucléaires, perte de l'entièreté d'un poste à haute tension. Ces aléas ne sont de base pas appliqués dans l'analyse de sécurité opérationnelle, sauf s'il existe un risque manifeste clair d'aléa.

5.3 État d'urgence

Le réseau de transport est en état d'urgence lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie :

- Au moins une limite de sécurité d'exploitation du GRT définie comme suit :
 - Plages de tension au point de raccordement entre 110 kV et 300 kV : 0,90 pu – 1,118 pu
 - Plages de tension au point de raccordement entre 300 kV et 400 kV : 0,90 pu – 1,05 pu
 - Les limites de courant pour le limite thermique, y compris les surcharges transitoires admissibles, compte tenu du type d'éléments du réseau, de leurs limites techniques et des conditions ambiantes (vent, rayonnement solaire, température, etc.)

Les limites de sécurité d'exploitation pour les différents éléments de réseau sont disponibles dans les critères d'exploitation d'ELIA.

- La fréquence ne satisfait pas aux critères de l'état normal ni aux critères de l'état d'alerte ;
- Au moins **une des mesures du plan de défense du réseau du GRT est activée** ;
- On constate un **défaut de fonctionnement des outils, moyens et installations** définis conformément à l'article 24(1) du SOGL, qui entraîne l'indisponibilité de ces outils, moyens et installations pendant **plus de trente minutes**.

Les outils, moyens et installations référencés dans l'article 24 du SOGL sont listés ci-dessous :

- (a) Installations de surveillance de l'état du réseau de transport, y compris les applications d'estimation d'état et les dispositifs de réglage fréquence-puissance ;
Les applications et installations suivantes sont envisagées :
 - Energy Management System (EMS) avec, par exemple, une estimation d'état et une analyse de sécurité
 - Le système d'alerte EntsoE (EAS)
 - Les centres de contrôle d'ELIA, y compris les centres de contrôle régionaux et de secours
 - Entrepôt de données et connexion LAN
 - Régulateur de restauration de fréquence de la zone RFP
 - Système de contrôle manuel des FRR
 - Systèmes de télécommunications (données et voix)
- (b) Le contrôle-commande des disjoncteurs, des disjoncteurs de couplage, des changeurs de prise en charge de transformateurs et des autres équipements servant au réglage des éléments du réseau de transport ;

Les systèmes et installations suivants sont pris en compte, sans toutefois s'y limiter :

- Centre de contrôle SCADA (centres de contrôle principaux, de secours et régionaux)
- Poste SCADA, pour les postes identifiés comme essentiels au plan de reconstitution
- Communications de données vers les postes essentiels
- Communications voix et données vers les salles de contrôle
- Contrôleur de travée de poste
- Communication locale de données dans le poste

(c) Les moyens de communication avec les centres de contrôle d'autres GRT et les CSR Européen;

- Pour les CSR Européen, seules les communications vocales sont prises en compte.
- Entre les GRT, les systèmes de communication vocale et de données sont envisagés, y compris l'Electronic Highway et l'EAS

(d) Outils pour l'analyse de sécurité d'exploitation ;

Ceci comprend les outils suivants : EMS avec p. ex. SCADA, estimateur d'état et analyse de sécurité.

(e) Outils et moyens de communication nécessaires à ELIA afin de faciliter les opérations transfrontalières sur le marché de l'électricité.

Il s'agit d'outils de marché associés à l'EMS, tels que l'outil de gestion des nominations, des programmes, de l'activation des offres d'énergie, etc.

5.4 État de black-out

Le réseau de transport est en état de black-out lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie :

- **Perte d'au moins 50 % de la demande⁴** dans la zone de contrôle du GRT concerné ;
- Absence **totale de tension pendant au moins trois minutes dans la zone de contrôle** du GRT concerné, entraînant le déclenchement des plans de reconstitution.

5.5 État de reconstitution

Le réseau de transport est en état de reconstitution lorsqu'un GRT se trouvant en état d'urgence ou de black-out a commencé l'activation des mesures de son plan de reconstitution.

L'état de reconstitution peut se produire après un black-out ou une séparation du réseau. On entend par là la division de la zone synchrone d'Europe continentale en différentes parties asynchrones.

⁴ La demande est comprise comme la « charge totale »

6 Rôles et responsabilités des entités dans le contexte du plan de défense du réseau

Le rôle spécifique de chacune des entités suivantes est d'une importance cruciale pour la mise en œuvre efficace des procédures du plan de défense du réseau.

- Gestionnaires de réseau de transport (GRT)
- Utilisateurs significatifs du réseau (USR)⁵
- Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)⁶
- Responsables d'équilibre (BRP)
- Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)

Le plan de défense du réseau décrit la stratégie et les méthodes de travail utilisées par ELIA et les entités susmentionnées pour stabiliser le réseau de manière coordonnée après un incident.

6.1 Gestionnaires de réseau de transport

ELIA met en application les mesures de son plan de défense du réseau qui doivent être mises en œuvre sur le réseau de transport. Elle maintient les mesures appliquées.

ELIA est responsable de la mise à jour des procédures du plan de défense du réseau et organise régulièrement des formations pour son personnel.

En cas d'incident, ELIA diagnostiquera la situation et contactera les parties impliquées dans l'exécution de l'une des procédures du plan de défense du réseau.

ELIA décidera de la suspension et du rétablissement des marchés de l'énergie conformément aux « Règles de suspension et de rétablissement des activités de marché » et aux « Règles spécifiques pour le règlement des déséquilibres et le règlement de l'énergie d'équilibrage ». Ces règles doivent être approuvées par la CREG.

Les GRT voisins fourniront, si ELIA leur en fait la demande, tout soutien possible tant qu'ils ne se trouvent pas eux-mêmes en état d'urgence, de black-out ou de reconstitution. L'article 14(1), du règlement d'exemption par catégorie n'impose pas seulement l'assistance aux GRT voisins, mais permet également à l'ELIA de demander l'assistance de tout GRT de l'UE, en fournissant toute l'assistance possible à ces GRT par l'intermédiaire des interconnexions, tant qu'il ne met pas son réseau de transport ou le réseau de transport interconnecté dans l'état d'urgence ou de panne.

6.2 Utilisateurs significatifs du réseau

6.2.1 Exploitants d'unités de production d'électricité (PGM)

La stabilisation du réseau après un incident est principalement résolue en rétablissant l'équilibre entre la production et la consommation de puissances active et réactive. Une bonne collaboration entre ELIA et les opérateurs de PGM est donc d'une importance capitale. Comme mentionné auparavant, ELIA souhaite utiliser un nombre limité de moyens afin de répondre de manière efficace en cas d'état d'urgence du réseau de transport. C'est pourquoi ELIA souhaite faire appel à un nombre limité de PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW, plutôt qu'un nombre beaucoup plus important de PGM plus

⁵ Voir la liste des USR au paragraphe 4.

⁶ Pour éviter tout doute, lorsque le terme GRD est employé dans le présent document, ce terme doit être compris comme « GRD public » et non comme « GRD fermé ».

petits. Lorsque le terme PGM est mentionné dans la présente paragraphe, il s'agit de PGM dont la puissance active maximale est supérieure ou égale à 25 MW.

Les opérateurs de PGM ayant une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW doivent prendre toutes les mesures nécessaires pour suivre les instructions d'ELIA sans délai. Ces instructions sont contraignantes.

Les opérateurs de PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW doivent désigner une entité de contact disponible 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 et qui dispose des connaissances et compétences suffisantes pour fournir à ELIA des informations claires sur les possibilités et les limites de l'unité concernée et pouvoir suivre des instructions d'ELIA. Ces instructions sont contraignantes

6.2.2 Installations de consommation raccordées au réseau de transport

Les installations de consommation raccordées au réseau de transport doivent désigner une entité de contact disponible 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, en mesure d'informer ELIA, à sa demande, de l'état de ses installations et des possibilités d'ajuster son échange de puissance active et réactive avec le réseau de transport.

6.2.3 Gestionnaires de réseau fermé de distribution (GRFD) raccordés au réseau de transport

Les GRFD raccordés au réseau de transport doivent désigner une entité de contact disponible 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 (dispatching). Cette entité de contact doit être en mesure d'informer ELIA, à sa demande, en particulier sur l'état de son réseau fermé de distribution et sur les possibilités d'ajuster la quantité de puissance active et réactive échangée via le ou les points de raccordement avec le réseau de transport.

Dans son rôle de gestionnaire de réseau concerné, le GRFD raccordé au réseau de transport doit faciliter l'exécution des instructions émises par ELIA, par les entités concernées raccordées à son réseau fermé de distribution.

6.2.4 Exploitants d'installations de stockage d'énergie asynchrone

Les installations de stockage d'énergie asynchrone contribuent fortement à l'équilibre production-consommation du système électrique.

Comme ce plan de défense du système ne contient pas d'instructions spécifiques données manuellement aux opérateurs d'installations de stockage d'énergie asynchrone, il est essentiel qu'ils suivent correctement les signaux du marché.

Les exigences techniques auxquelles doivent répondre les installations de stockage d'énergie asynchrone en cas d'écarts de fréquence sont décrites à l'article 97 du RTF.

6.3 Gestionnaires de réseau de distribution (GRD) publiques

Chaque GRD publique exécutera les procédures du plan de défense du réseau (paragraphe 7) à la demande d'ELIA sans retard injustifié.

Chaque GRD publique exécutera les actions nécessaires à la remise sous tension des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité après leur déconnexion, conformément à la convention de collaboration (CDC) entre ELIA et les GRD publiques.

Chaque GRD publique doit désigner une entité de contact disponible 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 (dispatching). Cette entité de contact doit pouvoir informer ELIA de l'état des installations, ce qui implique en particulier :

- Informer ELIA, à sa demande, sur l'état de son réseau de distribution et sur les possibilités d'ajuster la quantité de puissance active et réactive échangée via les points de raccordement avec le réseau de transport.
- Faciliter l'exécution des instructions données par ELIA aux USR raccordés au réseau de distribution.

6.4 Responsables d'équilibre (BRP)

Les obligations pertinentes pour les BRP telles qu'énoncées dans les « modalités et conditions générales relatives aux BRP » restent applicables tant que les activités de marché ne sont pas suspendues en vertu des « Règles de suspension et de rétablissement des activités de marché » et des « Règles spécifiques pour le règlement des déséquilibres et le règlement de l'énergie d'équilibrage », publiées sur le [site web d'ELIA](#) après approbation de la CREG.

Dans le cadre de ces règles, il est considéré que pendant une période de « Dispatching contrôlé par le GRT », le BRP n'est pas responsable de maintenir l'équilibre de son portefeuille, car cela pourrait réduire l'efficacité du rétablissement à l'état normal ou d'alerte du réseau de transport. ELIA informera les BRP au sujet du moment de la suspension et du rétablissement du marché conformément à la procédure de communication prévue dans les Règles.

Lorsque le réseau est exploité selon un mode de « dispatching contrôlé par le GRT », ELIA enverra des instructions directement aux exploitants de PGM.

Lorsque le réseau est en état de reconstitution à la suite d'une séparation du réseau, les obligations pertinentes pour les BRP telles qu'énoncées dans les modalités et conditions générales relatives aux BRP, dans le code de conduite ou dans le RTF demeurent valables.

6.5 Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)

Les obligations pertinentes pour les BSP telles qu'énoncées dans les « modalités et conditions générales relatives aux BSP » restent applicables tant que les activités de marché ne sont pas suspendues en vertu des « Règles de suspension et de rétablissement des activités de marché » et des « Règles spécifiques pour le règlement des déséquilibres et le règlement de l'énergie d'équilibrage », publiées sur le [site web d'ELIA](#) après approbation de la CREG.

ELIA informera les BSP au sujet du moment de la suspension et du rétablissement du marché conformément à la procédure de communication prévue dans ces règles.

Lorsque le réseau est exploité selon un mode de « dispatching contrôlé par le GRT », ELIA enverra des instructions directement aux exploitants de PGM.

Lorsque le réseau est en état de reconstitution à la suite d'une séparation du réseau, les obligations pertinentes pour les BSP telles qu'énoncées dans les modalités et conditions générales relatives aux BSP, dans le code de conduite ou dans le RTF demeurent valables.

7 Procédures du plan de défense du réseau

Conformément à l'article 11(5) du NC ER, le plan de défense du réseau comprend au minimum les mesures techniques et organisationnelles suivantes :

- (a) les systèmes de protection du réseau, y compris au minimum :
- i) le système de contrôle automatique de la sous-fréquence, conformément à l'article 15 ;
 - ii) le système de contrôle automatique de la surfréquence, conformément à l'article 16 ; et
 - iii) le système automatique contre l'écroulement de tension, conformément à l'article 17 ;
- (b) les procédures du plan de défense du réseau, y compris au minimum :
- i) la procédure de gestion de l'écart de fréquence, conformément à l'article 18 ;
 - ii) la procédure de gestion de l'écart de tension, conformément à l'article 19 ;
 - iii) la procédure de gestion du flux de puissance, conformément à l'article 20 ;
 - iv) une procédure d'assistance en puissance active, conformément à l'article 21 ; et
 - v) la procédure de délestage manuel de la charge nette, conformément à l'article 22.

Outre ces procédures minimales requises, le présent plan de défense du réseau comprend également au paragraphe 7.5 la procédure en cas de pénurie, conformément au Plan de préparation aux risques.

7.1 Procédure de gestion des écarts de fréquence

7.1.1 Critères relatifs à la fréquence

La figure 2 montre la relation entre les critères d'état du système et l'ampleur et la durée de l'anomalie de fréquence, telle qu'elle est appliquée dans la zone synchrone de l'Europe continentale.

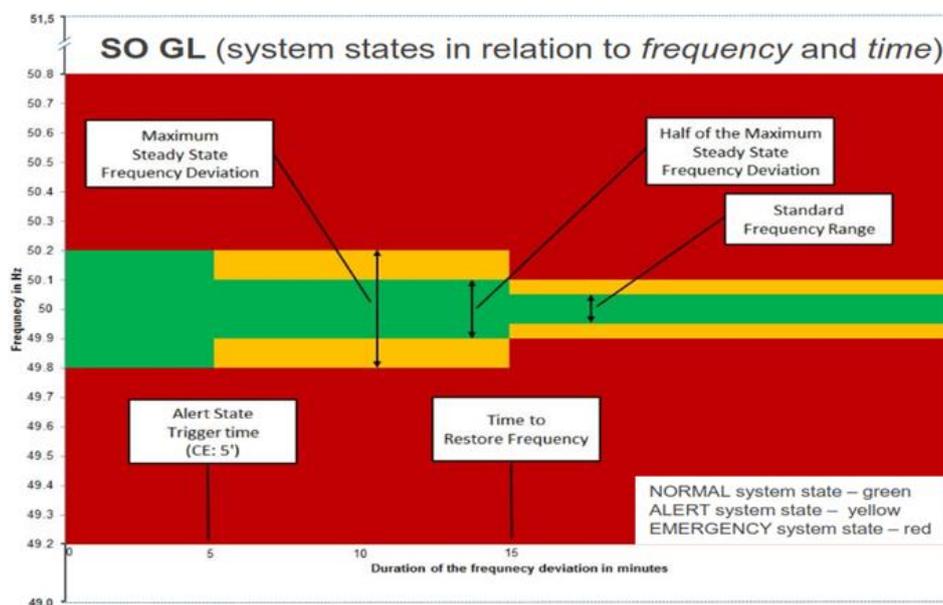


Figure 2: Critères pour l'amplitude et la durée des écarts de fréquence

7.1.2 Description et objectifs

Les mesures de la procédure de gestion des écarts de fréquence dans le cadre du plan de défense du réseau sont conçues conformément à l'article 18 du NC ER.

L'objectif de la procédure de gestion des écarts de fréquence est de stabiliser la fréquence après un incident, **avant la nomination d'un pilote de la fréquence**⁷.

La procédure de gestion de la fréquence, qui fait partie du **plan de reconstitution**, vise à :

- rétablir la fréquence à la fréquence nominale après une séparation de la zone synchrone en plusieurs régions synchrones ou pendant la reconstitution du réseau
- suspendre et redémarrer les **plateformes d'équilibrage européens** Picasso et Mari en cas d'une séparation du système
- coordonner les **connexions HVDC** entre les zones asynchrones séparées

7.1.3 Mesures préalables à la procédure de gestion des écarts de fréquence

Les actions suivantes prennent effet en cas d'écarts de fréquence dans la plage de ± 200 mHz autour de la fréquence nominale, en état normal ou en état d'alarme :

- a) Régulation primaire ou activation des réserves de confinement de fréquence (FCR). Cette régulation est effectuée localement sur certaines unités de production, unités de consommation ou installations HVDC entre différentes zones synchrones. La puissance injectée ou prélevée est rapidement ajustée de manière appropriée en fonction de la variation de la fréquence. Cette régulation "proportionnelle" se traduit par un écart permanent de la fréquence par rapport à la fréquence nominale.
- b) Contrôle secondaire ou activation des aFRR (réserves automatiques de rétablissement de la fréquence). Il s'agit du contrôleur de rétablissement de la fréquence de la zone LFC qui est géré de manière centralisée par ELIA et qui vise à réduire à zéro l'ACE et l'écart de fréquence permanent causés par le contrôle primaire. Ce contrôle ajuste toutes les 4 secondes les valeurs souhaitées de la puissance active de certaines unités de production, unités de consommation ou unités HVDC entre différentes zones synchrones.

Si la fréquence en régime permanent est hors de la plage **49,95–50,05 Hz** pendant plus de **15 minutes**

ou

Si la fréquence en régime permanent est hors de la plage **49,90–50,10 Hz** pendant plus de **5 minutes** :

l'activation de la **procédure extraordinaire pour la surveillance de la fréquence** et contre-mesures en cas d'importants écarts de fréquence en régime permanent est prévue.

Étape 1 : **Swissgrid** (mois pairs) **ou Amprion** (mois impairs) **contactera immédiatement par téléphone les GRT responsables**, en fonction de l'écart ACE et confirmera les actions prévues par e-mail au GRT responsable.

Étape 2 : Si aucune amélioration de la fréquence du réseau n'est constatée, **Swissgrid ou Amprion organisera une conférence téléphonique plus importante**, afin que les partenaires significatifs (Swissgrid, Amprion, RTE, REE, Terna) soient en contact au plus tard 20 minutes après le dépassement de la limite de fréquence de 50 mHz, ou au plus tard 10 minutes après le dépassement de la limite de fréquence de 100 mHz.

⁷ La nomination d'un pilote de la fréquence est décrite dans le plan de reconstitution.

Si le ou les GRT responsable(s) ont déclaré, au moment de l'étape 1, qu'ils ne sont pas en mesure de réagir à l'écart de fréquence en raison du manque ou de l'épuisement des mesures, les GRT concernés sont tenus de proposer et de mettre en place toutes les mesures possibles concernant leurs propres règles (marché et sécurité).

7.1.4 Mesures de la procédure de gestion des écarts de fréquence

Les contrôles de réserve rapide sont disponibles dans une plage de +/- 200 mHz autour de la fréquence nominale, qui est généralement de 50 Hz. Par conséquent, dans les conditions pour lesquelles le système est conçu, on peut supposer qu'il est sous contrôle avec des marges de réserve suffisantes dans cette plage.

Si la fréquence évolue en dehors de cette plage, des mesures supplémentaires rapides sont nécessaires pour stabiliser l'équilibre du système électrique en plus des réglages de réserves déjà activés⁸. Le temps d'intervention typique est de l'ordre de la milliseconde pour arrêter les chutes rapides de fréquence. Par conséquent, ces mesures ne peuvent pas être considérées comme des dispositifs de réserve, mais doivent être considérées comme de simples mesures de protection.

Les mesures de la procédure de gestion des écarts de fréquence décrites ci-dessous visent à éviter une nouvelle baisse de la fréquence et un éventuel black-out du système.

Si la fréquence en régime permanent est hors de la plage **49,90–50,10 Hz** pendant plus de **15 minutes**, la notification **Emergency ELIA** sera activée manuellement.

7.1.4.1 En cas de sous-fréquence

Si la fréquence en régime permanent est **égale ou inférieure à 49,80 Hz** :

- Si la fréquence reste continuellement inférieure à 49,80 Hz pendant plus de 30 secondes, la notification **Emergency ELIA** est automatiquement envoyée.
- Les unités de stockage par pompage de Coe, fonctionnant en mode pompe, sont automatiquement arrêtées par un relais de fréquence local si la fréquence reste inférieure à 49,80 Hz pendant 125 ms.
- Si la fréquence reste inférieure ou égale à 49,80 Hz pendant plus d'une minute, le contrôleur de récupération de fréquence de la zone LFC passe automatiquement en "**mode gelé**". Cela permet au SE d'ELIA d'évaluer la situation et de reprendre la main manuellement. Cela signifie que les valeurs de référence de la puissance active pour les PGM participants à l'aFRR restent inchangées. Jusqu'à la libération, le contrôleur de récupération de fréquence de la zone LFC reste passif et le signal ACE n'est plus automatiquement contrôlé à une valeur nulle.

ELIA peut ignorer manuellement ou automatiquement le signal de sortie du mode de réglage « gelé » du régulateur de restauration de la fréquence de la zone RFP pour accélérer la stabilisation du réseau. Ces mesures doivent être prises avec précaution pour éviter la congestion.

- Activation **automatique** du **LFSM-U**⁹
- Réaction **automatique** des unités de stockage d'énergie asynchrone comme décrit dans le paragraphe 7.8.3

⁸ Note : Selon l'article 154(7) du SOGL, les réserves FCR peuvent être déployées dans un certain délai en dehors de la bande de +/- 200 mHz.

⁹ Conformément au NC RfG.

- Si la fréquence en régime permanent descend **en dessous de 49,70 Hz**, les actions suivantes sont **automatiquement** activées par ELIA (une activation manuelle est également possible) :
 - Envoyer une demande (au moyen d'un signal Scada-to-Scada) aux GRD et aux GRFD (le cas échéant) pour arrêter les accumulateurs de chaleur et les chaudières.
 - Réduire la valeur de consigne de tension de 5 % sur les systèmes de contrôle automatique de la tension des transformateurs entre le réseau ELIA et le réseau de distribution.
- Afin de stabiliser la fréquence et pour autant que la vitesse de variation de la fréquence le permette, ELIA peut envoyer une demande de démarrage rapide de certaines PGM (par exemple des turbojets) ou de **modification de la valeur de consigne de puissance active** de certaines PGM dont la puissance active maximale est supérieure ou égale à 25 MW, conformément aux règles de marché en vigueur à ce moment et compte tenu de l'impact sur les zones congestionnées.

Certains PGM peuvent temporairement générer une **puissance supérieure** à la valeur normale de la puissance active maximale. Pour activer cette puissance supplémentaire, le SE d'ELIA doit contacter par téléphone le PGM concerné.

- Si cela s'avère nécessaire pour stabiliser la fréquence, ELIA peut déconnecter les **USR suivants** directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRDs publiques ou des GRFD :
 - Installations de consommation raccordées au réseau de transport et réseaux fermés de distribution raccordés au réseau de transport ;
 - L'interconnexion HVDC entre la Belgique et le Royaume-Uni après concertation en temps réel avec NGESO et NLL.

Les USR restent déconnectés jusqu'à ce que d'autres instructions soient émises par ELIA.

En cas de déconnexion d'un USR par ELIA, ELIA rédige, dans les 30 jours après l'incident, un rapport contenant une explication détaillée du motif de mise en œuvre et de l'impact de cette action, le soumet à la CREG et le met à la disposition des utilisateurs du système concernés de manière significative.

- Si la fréquence est **inférieure à 49,00 Hz**, la déconnexion automatique de la charge est activée comme décrit au point 7.8.4.

Une fois la fréquence stabilisée, la procédure de gestion des écarts de fréquence du plan de reconstitution doit être appliquée pour ramener la fréquence à sa valeur normale.

En cas de déconnexion d'un USR par ELIA, ELIA rédige, dans les 30 jours après l'incident, un rapport contenant une explication détaillée du motif, de la mise en œuvre et de l'impact de cette action et le soumet à la CREG.

En vertu de l'article 13 du RTF, ce rapport est également envoyé à titre informatif à la DG Énergie ainsi que, le cas échéant, aux différentes parties impliquées sans préjudice des dispositions des articles 14(4), 18(4), 20(3) et 22(4) du NC ER. La CREG émet un avis sur le caractère opportun des actions prises.

7.1.4.2 En cas de surfréquence

Si la fréquence en régime permanent est **égale ou supérieure à 50,20 Hz** :

- Si la fréquence reste continuellement supérieure à 50,20 Hz pendant plus de 30 secondes, la notification **Emergency ELIA** est automatiquement envoyée.
- Activation **automatique** du **LFSM-O¹⁰**

Conformément à l'article 18(4) du NC ER, si cela s'avère nécessaire pour stabiliser la fréquence, ELIA peut déconnecter les **USR suivants** directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD publics ou des GRFD :

- PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW.
- L'interconnexion HVDC entre la Belgique et le Royaume-Uni après concertation en temps réel avec NGESO et NLL.

Les USR restent déconnectés jusqu'à ce que d'autres instructions soient émises par ELIA.

En cas de déconnexion d'un USR par ELIA, ELIA rédige, dans les 30 jours après l'incident, un rapport contenant une explication détaillée du motif de mise en œuvre et de l'impact de cette action et le soumet à la CREG.

En vertu de l'article 13 du RTF, ce rapport est également envoyé à titre informatif à la DG Énergie ainsi que, le cas échéant, aux différentes parties impliquées sans préjudice des dispositions des articles 14(4), 18(4), 20(3) et 22(4) du NC ER. La CREG émet un avis sur le caractère opportun des actions prises.

7.2 Procédure de gestion des écarts de tension

7.2.1 Description et objectifs

La procédure de gestion des écarts de tension du plan de défense du réseau est conçue conformément à l'article 19 du NC ER.

L'objectif de la procédure de gestion des écarts de tension est de **ramener la tension dans les limites opérationnelles normales** ou de soutenir à sa demande un GRT voisin en situation d'urgence.

Cette procédure sera effective à compter du jour suivant l'approbation du plan de défense du réseau.

7.2.2 Critères d'activation

La procédure de gestion des écarts de tension **peut être activée manuellement par ELIA** lorsque la tension est en dehors des limites opérationnelles spécifiées dans le NC ER :

- 0,9 pu - 1,05 pu pour les points de raccordement à 400 kV
 - (360 kV – 420 kV) pour 400 kV
 - Limites opérationnelles d'ELIA : (370 kV – 418 kV).
 - Limite matérielle : 420 kV
- 0,9 pu - 1,118 pu pour les points de raccordement à 150 kV et 220 kV
 - (198 kV – 245 kV) pour 220 kV
 - Limites opérationnelles d'ELIA : (208 kV – 242 kV).

¹⁰ Conformément au NC RfG.

- Limite matérielle : 245 kV
 - (135 kV – 168 kV) pour 150 kV
 - Limites opérationnelles d'ELIA : (143 kV – 165 kV).
 - Limite matérielle : 170 kV

La procédure de gestion des écarts de tension peut être activée **à la demande de Tennet NL ou de RTE en état d'urgence**. Dans ce cas, ELIA doit mettre à disposition les capacités de puissance réactive les plus adéquates, sans conduire son réseau de transport à un état d'urgence ou de black-out.

ELIA peut demander un soutien en matière de tension à Tennet NL et RTE, si ELIA est en état d'urgence ou pour éviter d'évoluer vers l'état d'urgence.

7.2.3 Procédure en cas de tensions hautes

Les actions suivantes sont prises en compte dans la procédure de gestion des écarts de tension :

- Activer la notification « **Emergency ELIA** » et préparer une **analyse locale** (mode d'étude EMS, soutien PSOS, etc.) de la situation.
Enclencher ses propres shunt-reactors, éteindre ses propres batteries de condensateurs ;
- En coordination avec les GRDs publiques ou les GRFD, mise hors service de certaines batteries de condensateurs dans les réseaux de distribution
- Mise hors service des câbles par ELIA, en tenant compte des critères de sécurité N-1.
- Demande de support de tension supplémentaire ou d'absorption de puissance réactive par des centrales électriques ayant une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW jusqu'au limites qui sont prévus dans le contrat pour la fourniture des services de réglage de tension; les PGMs qui remplissent généralement les conditions requises (sans exclure d'autres centrales à cette fin) sont les suivantes :
 - TIHANGE 3 : absorption maximale de XXX MVar vue du côté haute tension du transformateur élévateur.
 - TIHANGE 1N et 1S : absorption maximale de XXX MVar chacun vue du côté haute tension du transformateur élévateur
 - COO 1 – 6 : absorption maximale de XXX MVar aux bornes d'alternateurs ensemble.
 - DOEL 4 : absorption maximale de XXX MVar vue du côté haute tension du transformateur élévateur.
- Demande d'ajustement de la puissance réactive échangée avec le réseau par l'installation HVDC de Nemolink connectée au poste de Gezelle.
 - Cette demande doit être introduite par ELIA auprès de NLL par téléphone ou via l'application ReVolt, comme décrit dans l'annexe N du protocole opérationnel¹¹ et comme indiqué dans les étapes suivantes
 - ELIA active l'état d'urgence dans EMS (notification "Emergency ON" aux USR) et dans EAS.

¹¹ Ce document est uniquement disponible au sein d'ELIA et n'est pas soumis pour approbation.

- ELIA envoie une consigne de puissance réactive via ReVolt à NLL selon la procédure normale décrite dans les T&C VSP ou NLL suit une instruction spécifique donnée par ELIA par téléphone.
- Ajustement de la puissance réactive échangée avec le réseau par l'installation HVDC connectée à la sous-station de Lixhe (Alegro)
- Création de flux de circulation dans le réseau par le réglage de positions de prises asymétriques sur les PST (transformateurs déphaseurs), en temps réel après coordination préalable avec Tennet NL, Amprion et RTE.
 - Il est possible de provoquer des flux en boucle d'environ 1200 MW partant de la Belgique via Zandvliet et passant par les Pays-Bas (Rilland - Geertruidenberg - Eindhoven - Maasbracht) pour revenir en Belgique via Van Eyck.
 - Une surveillance continue est nécessaire pour assurer la sécurité N-1.
 - L'utilisation du PST pour la gestion de la tension est un outil très puissant, mais entraîne également des pertes de chaleur supplémentaires.
 - Les conditions d'une utilisation efficace de cette ressource sont les suivantes : disponibilité maximale des PST, axes de transport à la frontière nord en service autant que possible, pas de restrictions actives à l'étranger.
- Si, le jour J-1, lors de la coordination des PST, l'objectif est de générer suffisamment de transport lorsque des tensions élevées sont attendues, le réseau peut être rendu préventivement plus inductif.
- Demande de soutien de la puissance réactive à Tennet NL ou RTE pour mettre à disposition des capacités de puissance réactive supplémentaires.
 - La mise hors service préventive de certains éléments du réseau qui génèrent de la puissance réactive peut être un moyen efficace. Par exemple, on pourrait demander à RTE de mettre préventivement hors service l'une des deux lignes entre Lonny et Mastaing pour réduire les tensions dans le réseau belge.

7.2.4 Procédure en cas de basse tension

ELIA peut prendre les mesures suivantes à titre préventif ou curatif en cas de **tensions trop basses** :

- Activation de la notification "**Emergency ELIA**" et préparation d'une **analyse locale** de la situation (mode d'investigation EMS, soutien PSOS, etc.).
- Enclencher ses propres batteries de condensateurs, couper ses propres réactances de shunt ;
- En coordination avec les GRDs publics ou les gestionnaires de RFD, activation de certaines batteries de condensateurs dans les réseaux de distribution ;
- Demande de soutien supplémentaire de la tension ou d'injection de puissance réactive par les PGMs dont la puissance active maximale est supérieure ou égale à 25 MW ;
- Demande d'ajustement de la puissance réactive échangée avec le réseau par la centrale HVDC Nemolink raccordée au poste de Gezelle, selon les mêmes modalités que celles mentionnées au §7.2.3.
- Demande d'ajustement de la puissance réactive échangée avec le réseau par la centrale HVDC d'Alegro connectée au poste de Lixhe, de la même manière que celle mentionnée au §7.2.3.
- Demande de soutien en puissance réactive auprès de Tennet NL ou RTE pour la mise à disposition de capacités de puissance réactive supplémentaires.

- Si les actions listées ci-dessus s'avèrent insuffisantes, ELIA peut décider d'activer la procédure de déconnexion manuelle de la charge décrite dans la section 7.6 de ce document.

7.3 Procédure de gestion des flux de puissance

7.3.1 Description et objectifs

La présente procédure est conçue conformément à l'article 20 du NC ER. Son objectif est de **ramener les flux de puissance dans les limites opérationnelles**.

7.3.2 Mesures préalables

La mesure suivante doit être envisagée avant d'activer cette procédure :

- Échange de contrepartie et redispatching tels que décrits dans le Règlement (UE) 2015/1222 (allocation de la capacité et gestion de la congestion).

7.3.3 Critères d'activation

La procédure de gestion des flux de puissance **peut être activée manuellement** par le System Engineer d'ELIA lorsque les flux de puissance observés en temps réel sont en dehors des limites opérationnelles.

Les limites opérationnelles des différents éléments du réseau se trouvent dans les critères d'exploitation d'ELIA.

7.3.4 Procédure de gestion des flux de puissance

Lors de l'activation de cette procédure, les actions suivantes pourraient être prises :

- Activation de la notification **Emergency ELIA**.
- Les mesures manuelles suivantes pourraient être prises directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRFD, selon la situation :
 - Démarrage/arrêt des USR identifiés
 - Modification des valeurs de réglage de la tension au point de connexion ou des valeurs de réglage de la puissance active et réactive échangée des USR désignés. Les instructions peuvent être données directement au centre de contrôle de la USR ou via le dispatching BRP.
- Si cela s'avère nécessaire pour résoudre la surcharge, ELIA peut **déconnecter les USR suivants** directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD publics ou des GRFD :
 - PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW.
- Afin de ramener les flux de puissance sur des éléments de réseau transfrontaliers ou à proximité d'une frontière dans les limites opérationnelles, ELIA peut entreprendre les actions suivantes :
 - Demander aux GRT voisins d'activer des réserves localisées spécifiquement dans leur zone de contrôle.
 - Demander aux GRT voisins d'adapter les positions des transformateurs déphaseurs.

- Si les mesures susmentionnées s'avèrent insuffisantes, ELIA peut prendre les mesures suivantes :
 - **Ouverture manuelle ou automatique d'une interconnexion transfrontalière** uniquement en coordination avec d'autres GRT.
 - Activation de la **procédure de déconnexion manuelle de la charge nette**, telle que décrite au paragraphe 7.6 dans les zones nécessaires pour résoudre la surcharge. Il faut évaluer l'impact du délestage manuel de la charge nette sur l'/les utilisateur(s) du réseau par rapport à l'impact de la perte d'un ou de plusieurs éléments de réseau surchargés.

Les USR restent déconnectés jusqu'à ce qu'ELIA donne d'autres instructions.

En cas de déconnexion d'un USR par ELIA, ELIA rédige, dans les 30 jours après l'incident, un rapport contenant une explication détaillée du motif, de la mise en œuvre et de l'impact de cette action et le soumet à la CREG.

En vertu de l'article 13 du RTF, ce rapport est également envoyé à titre informatif à la DG Énergie ainsi que, le cas échéant, aux différentes parties impliquées sans préjudice des dispositions des articles 14(4), 18(4), 20(3) et 22(4) du NC ER. La CREG émet un avis sur le caractère opportun des actions prises.

Si des USR sont déconnectés de manière directe, **les GRD et GRFD concernés doivent être informés.**

7.4 Procédure d'assistance en puissance active

7.4.1 Description et objectifs

S'il n'y a pas de sécurité d'approvisionnement pour la zone de contrôle pour le marché day-ahead ou le marché intraday, ELIA peut demander un soutien pour la puissance active conformément à l'article 21 du NC ER.

En cas d'absence d'adéquation dans la zone de contrôle en temps réel, l'objectif de la procédure d'assistance en puissance active est de **compenser l'area control error (ACE)** lorsque les offres d'énergie d'équilibrage et les contrats inter-GRT disponibles ne sont pas suffisants.

7.4.2 Actions précédentes conformément aux Règles de balancing et à l'Accord opérationnel du bloc RFP

Avant l'activation de la procédure d'assistance en puissance active :

- Si la capacité de réserve d'ELIA est réduite de plus de 20 % pendant plus de 30 minutes et qu'il n'existe aucun moyen de compenser cette réduction du fonctionnement du réseau en temps réel, activer l'**état d'alerte** dans le système d'alerte EntsoE (EAS) :

$$\left. \begin{aligned} & \left[\frac{FCR_{target} - FCR_{actual}}{FCR_{target}} \right] \times 100 > 20 \text{ or} \\ & \left[\frac{FRR_{target} - FRR_{actual}}{FRR_{target}} \right] \times 100 > 20 \end{aligned} \right\} t > 30 \text{ min}$$

Les valeurs de dimensionnement cibles des FCR et FRR (somme des aFRR et mFRR) pour une certaine période de temps sont comparées aux réserves disponibles réelles en temps réel, les réserves qui étaient déjà activées lors des périodes précédentes étant considérées comme des réserves disponibles.

Les réserves qui ne sont pas disponibles en raison d'une interruption fortuite ou planifiée (également si elles ne sont pas disponibles pendant la période de remplacement contractuelle) sont considérées comme étant réellement indisponibles.

La disponibilité de la capacité de réserve d'ELIA est basée sur :

- Les nominations identifiées dans la Plateforme d'appels d'offres (BMAP) pour les unités d'une capacité installée inférieure à 25 MW;
- Les nominations à J-1 pour les unités d'une capacité installée inférieure à 25 MW et le Nomination Reserve Transfer (NRT) via le marché secondaire infrajournalier.

Une vue d'ensemble et une alarme sont prévues sur BMAP.

BMAP est toujours utilisé pour le mFRR et le FCR au moment de la rédaction de ce document. Jusqu'à la mise en service de la plateforme d'équilibrage européenne MARI, BMAP restera utilisée pour le mFRR. Ensuite, BIPLE deviendra la nouvelle plateforme d'appels d'offres pour le mFRR. (Le FCR restera dans BMAP). BIPLE est déjà utilisé pour aFRR depuis juin 2022.

Le Market Engineer d'ELIA active l'état d'alerte si c'est nécessaire.

- **Activer toutes les réserves d'énergie d'équilibrage disponibles**, conformément à la « procédure opérationnelle déséquilibre zone ELIA » au moment

de l'absence d'adéquation dans la zone de contrôle. La procédure opérationnelle déséquilibre zone ELIA est disponible interne Elia.

La procédure opérationnelle déséquilibre zone ELIA reflète les règles de balancing actuelles, disponibles sur le site web d'ELIA via le lien suivant : <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/services-auxiliaires/maintenir-equilibre>

- **Activer le signal Balancing Warning¹²** dès que toutes les réserves R3 (mFRR) sont activées, de sorte que les BSP envoient plus d'offres d'énergie et activent les offres d'énergie supplémentaires.

7.4.3 Critères d'activation

La procédure d'assistance en puissance active pourrait être **activée manuellement** par le System Engineer d'ELIA **en fonction de la sécurité opérationnelle** du réseau **en cas d'absence d'adéquation dans la zone de contrôle** en temps réel ou quasi réel et avant une déconnexion manuelle de la charge.

7.4.4 Procédure

Lors de l'activation de la procédure d'assistance en puissance active, les mesures suivantes pourraient être prises par ordre décroissant de priorité :

- Activation de la notification **Emergency ELIA**
- Activation de l'**assistance inter-GRT en état d'urgence** conformément à l'article 14(1) du NC ER. En fonction de la capacité transfrontalière disponible et des flux de puissance sur le réseau, le System Engineer d'ELIA décide de demander aux GRTs voisins, ou aux GRT connectés par des interconnexions, d'activer des réserves dans leur zone de contrôle. Ces accords avec chaque gestionnaire de réseau voisin sont définis dans l'AGSOM correspondant. Dès que l'article 14, paragraphe 1, du NC ER est invoqué, la règle de réserve N-1 est levée afin de disposer d'une capacité suffisante sur les interconnexions, si les calculs de sécurité montrent que l'incident N-1 est gérable, c'est-à-dire si l'on dispose de suffisamment de temps pour prendre des mesures curatives après l'incident afin d'éviter un effet de cascade. On veillera également à ce que la levée de la règle de réserve N-1 ne conduise pas à une situation d'urgence chez le GRT qui fournit l'assistance.

Si l'assistance inter-GRT en état d'urgence n'est pas suffisante, en fonction de la sécurité opérationnelle du réseau, le System Engineer d'ELIA peut activer une ou plusieurs des actions suivantes :

- **Activation manuelle** par le System Engineer d'ELIA des actions suivantes :
 - Envoyer une demande aux gestionnaires de réseau de distribution, afin de prendre les mesures suivantes :
 - Eteindre les chauffages à accumulation et les chaudières à eau chaude. Instruction à envoyer via le SCADA.
 - Demande par téléphone pour maximiser l'injection de puissance active par les unités de production d'une puissance installée supérieure à 1 MW ou 250 kVA (selon le GRD concerné) connectées

¹² Le signal Balancing Warning ne fait pas partie du plan de défense du réseau. C'est un signal qui est envoyé en état normal ou d'alerte pour demander plus d'offres d'énergie aux BSP et essayer d'éviter l'activation d'une mesure du plan de défense du réseau. Le signal est activé par le System Engineer dans le NCC d'ELIA en fonction de la sécurité opérationnelle du réseau.

au réseau de distribution. Cette action est possible conformément à la note Synergrid C10-11, section D.9.2.

- Réduire de 5 % la valeur de consigne du contrôle automatique de la tension des transformateurs entre le réseau ELIA et le réseau de distribution, comme décrit dans le paragraphe 7.1.4.1. Pour la plupart des unités de consommation, la puissance active consommée diminue dans une certaine mesure lorsque la tension baisse.
- Les centrales d'accumulation par pompage fonctionnant en mode pompage seront arrêtées ou déconnectées, à condition qu'elles ne l'étaient pas déjà par les mécanismes du marché.
- Activation de la procédure de déconnexion manuelle de la charge nette décrite dans le paragraphe 7.6 du présent document. Cela n'est possible que si une assistance optimale est fournie par les GRT voisins ou les GRT connectés par des interconnexions, avec une utilisation maximale de la capacité des interconnexions et après l'activation de toutes les actions décrites ci-dessus.

7.5 Procédure en cas de pénurie

7.5.1 Description et objectifs

Si ELIA détecte une absence d'adéquation dans la zone de contrôle (pénurie) pour le jour J, au cours d'une période qui commence le jour J-7 et se termine le jour J-1 à 19 h, ELIA en informera immédiatement les autorités compétentes et le NCCN, en lançant la procédure de pénurie.

La **procédure de pénurie** contient les détails du processus et des interactions entre ELIA et les autorités compétentes, conformément au plan de préparation aux risques. Le document *La procédure en cas de pénurie d'électricité* [classification diffusion restreinte] peut être consulté interne ELIA.

En cas de (risque de) pénurie, ELIA propose des mesures limitant la demande visant à réduire la consommation électrique dans la zone de contrôle belge, qui comprennent entre autres :

- L'obligation pour les consommateurs ou pour certaines catégories d'entre eux, dans l'ensemble du pays ou dans certaines parties de celui-ci, de réduire dans des limites déterminées, l'électricité qu'ils prélèvent au réseau;
- L'interdiction d'utiliser de l'électricité à certaines fins.

Le tableau récapitulatif des mesures limitant la demande a été actualisé par la DG Énergie, après concertation avec le ministre de l'Énergie en 2022.

Le tableau récapitulatif, repris à l'annexe 2, reprend les mesures limitant la demande que le gestionnaire de réseau de transport peut recommander, y compris une évaluation de la diminution de consommation potentielle.

La description complète des processus, basée sur la procédure en cas de pénurie et reprenant de manière chronologique les tâches propres aux différentes fonctions au sein d'ELIA impliquées dans le processus de pénurie ainsi que les interactions avec les différents partenaires externes, est disponible interne Elia.

Si les mesures énumérées ci-dessus ne suffisent pas, ELIA peut décider d'activer la procédure de délestage manuel de la charge nette décrite dans le paragraphe 7.6 du présent document.

Afin d'éviter un délestage manuel de la charge nette, ELIA utilisera de manière optimale la capacité de transport des éléments de transport disponibles, y compris les lignes entre les zones, en temps réel et en tenant compte des marges de réserve afin de limiter les conséquences d'une panne imprévue d'un élément du réseau ou d'un PGM, en concertation avec les GRT voisins.

7.5.2 Communication en cas de détection de pénurie

Dans le cas où ELIA détecte une absence d'adéquation dans la zone de contrôle pour un jour J, au cours d'une période qui commence le jour J-7 et se termine le jour J-1 à 19 h, elle en informe immédiatement les autorités publiques et le NCCN à l'aide du formulaire de notification.

Après l'envoi de la notification, ELIA organisera un briefing technique à l'intention du ministre fédéral de l'Énergie et des ministres régionaux de l'Énergie, du ministre fédéral de l'Économie, du ministre de l'Intérieur, du directeur général de l'Énergie de la DG Énergie et du directeur du NCCN, sur le volume, les lieux et la période ainsi que les mesures proposées.

La DG Energie utilise la page web [Pénurie d'électricité | SPF Economie \(fgov.be\)](https://www.fgov.be/fr/actualites/penurie-d-electricite) pour la publication de la situation de pénurie pour les 7 prochains jours, en utilisant les codes couleurs suivants pour chaque jour :

- Vert : normal
- Orange : risque de pénurie détecté
- Rouge : risque de délestage détecté
- Noir : délestage annoncé

Si ELIA détecte une absence d'adéquation dans la zone de contrôle pour un jour J après J-1 à 19 h, ELIA en informera immédiatement le NCCN et le ministre de l'Énergie.

7.6 Procédure de déconnexion manuelle de la charge (confidentielle)

7.7 Assistance et coordination inter-GRT en état d'urgence

La présente procédure est conçue conformément à l'article 14 du NC ER.

À la demande d'un GRT en situation d'urgence, ELIA fournit, par l'intermédiaire des interconnexions, toute assistance possible au GRT demandeur, pour autant que cela n'entraîne pas la mise en situation d'urgence, de black-out ou de reconstitution de son réseau de transport ou des réseaux de transport interconnectés.

Réciproquement, ELIA peut demander l'assistance d'autres GRT lorsque ses propres réserves d'énergie d'équilibrage sont épuisées comme expliqué au point 7.4.4. En fonction de la capacité transfrontalière disponible et des flux de puissance sur le réseau, le System Engineer d'ELIA décide à quel(s) GRT voisin(s) il demande d'activer des réserves dans sa/leur zone de contrôle. Le GRT voisin est obligé d'activer ses réserves pour autant qu'il ne se trouve pas en situation d'urgence, de black-out ou de reconstitution ou qu'il pourrait s'y trouver à la suite de l'application des mesures de soutien demandées.

Les accords de soutien mutuel en cas de situations d'urgence sont fixés avec chaque gestionnaire de réseau voisin dans les AGSOM correspondants¹³.

Si ELIA demande le soutien d'autres GRT qui ne sont pas directement à la zone de contrôle d'ELIA, alors ELIA doit en informer les GRT situés entre eux et leur demander leur accord.

Lorsque l'assistance doit être fournie par l'intermédiaire de l'interconnexion HVDC « Nemolink » entre le Royaume-Uni et la Belgique, elle peut consister à réaliser les actions spécifiées dans la « Procedure for activation of Emergency Assistance NGESO », qui peut être consultée interne Elia.

Lorsque l'assistance doit être fournie sur l'interconnexion HVDC "ALEGrO" entre l'Allemagne et la Belgique, elle peut consister à effectuer les actions indiquées dans l'AGSOM entre ELIA et Amprion (section 3.4.8) :

Pour prévenir un danger imminent pour le personnel ou l'installation, ELIA ou Amprion ont le droit de mettre hors tension, de déconnecter ou de modifier la puissance physique sur ALEGrO sans accord préalable. L'autre partie doit être informée immédiatement de cette action.

ELIA peut procéder à la déconnexion manuelle de tout élément du réseau de transport ayant un impact transfrontalier significatif, y compris une interconnexion, sous réserve des exigences suivantes :

- ELIA assure la coordination avec les GRT voisins ; et
- Cette action ne provoque pas l'état d'urgence ou l'état de black-out du réseau de transport interconnecté restant.

ELIA peut **déconnecter manuellement, sans coordination**, tout élément du réseau de transport ayant un impact transfrontalier significatif, y compris une interconnexion, dans des circonstances exceptionnelles impliquant une violation des limites de sécurité opérationnelle, pour éviter de mettre en danger **la sécurité du personnel ou d'endommager l'équipement**.

En cas de déconnexion d'un USR par ELIA, ELIA rédige, dans les 30 jours après l'incident, un rapport contenant une explication détaillée du motif, de la mise en œuvre et de l'impact de cette action, le soumet à la CREG et aux GRT limitrophes, et le met à disposition des USR impactés. En vertu de l'article 13 du RTF, ce rapport est également envoyé à titre informatif

¹³ L'AGSOM est adapté dès que des modifications importantes ont lieu sur les liaisons physiques entre les GRT concernés ou en cas de modifications d'autres accords repris dans l'AGSOM.

à la DG Énergie ainsi que, le cas échéant, aux différentes parties impliquées sans préjudice des dispositions des articles 14(4), 18(4), 20(3) et 22(4) du NC ER. La CREG émet un avis sur le caractère opportun des actions prises.

7.7.1 Procédure de gestion des écarts de tension

Conformément à l'article 19 du NC ER, les GRT voisins en état d'urgence peuvent demander à ELIA de mettre à disposition toutes les capacités de puissance réactive disponibles n'entraînant pas l'état d'urgence ou de black-out du réseau d'ELIA. Voir paragraphe 7.2.3.

7.7.2 Procédure pour la gestion des flux d'électricité

Afin de ramener les flux de puissance sur des éléments de réseau transfrontaliers ou à proximité d'une frontière dans les limites opérationnelles, un GRT peut demander à un GRT voisin :

- d'activer des réserves localisées spécifiquement dans sa zone de contrôle.
- d'adapter les positions des transformateurs déphaseurs.

Voir également le paragraphe 7.3.4.

7.7.3 Procédure d'assistance en puissance active

Conformément à l'article 21 du NC ER, si d'autres GRT demandent l'assistance en puissance active d'ELIA, ELIA doit :

- mettre à disposition ses offres d'énergie disponibles ;
- activer l'énergie d'équilibrage disponible, afin de fournir les flux d'électricité correspondants au GRT demandeur ; et
- demander une assistance en puissance active à ses fournisseurs de services d'équilibrage et à tout USR raccordé dans sa zone RFP, qui ne fournit pas déjà un service d'équilibrage au GRT, afin de fournir l'assistance correspondante en puissance active au GRT demandeur.

Lorsque la puissance active demandée est activée, le GRT demandeur et ELIA sont habilités à utiliser :

- La capacité d'échange disponible entre zones si l'activation a lieu avant l'heure de fermeture du guichet du marché intrajournalier entre zones et si la fourniture de la capacité entre zones concernée n'a pas été suspendue ;
- Une capacité supplémentaire qui peut être disponible en raison de l'état en temps réel du réseau, auquel cas les GRT demandeurs et les GRT recevant la demande se coordonnent avec les autres GRT touchés de façon significative.

Après accord entre ELIA et le GRT demandeur sur les conditions de la fourniture d'assistance en puissance active, la quantité convenue de puissance active et le créneau horaire de la fourniture sont fermes, sauf si le réseau de transport d'ELIA entre en état d'urgence ou de black-out.

7.8 Système de réglage automatique de la sous-fréquence

7.8.1 Description et objectifs

Les mesures du système de réglage automatique de la sous-fréquence, dans le cadre du plan de défense du réseau, sont conçues conformément à l'article 15 du NC ER.

Le système de réglage automatique de la sous-fréquence comprend :

- Un mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U) dans la zone de réglage fréquence-puissance (zone RFP), voir paragraphe 7.8.2 ;
- Un réglage pour les installations de stockage d'énergie raccordées au réseau d'ELIA qui prévoit le basculement automatique de mode charge en mode production et la déconnexion automatique si elles ne sont pas en mesure d'assurer ce basculement dans le délai spécifié, Voir paragraphe 7.8.3 ;
- Un plan de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse (LFDD), voir paragraphe 7.8.4 ;

7.8.2 Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U)

Lorsque le réseau est en état d'urgence à la suite d'une perturbation grave qui a entraîné un déficit important de production et que tous les FCR achetés sont déployés, le mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U) doit être activé. L'article 15(2), point c), du NC RfG précise que les nouvelles unités de production d'électricité de type C et D conformes aux critères de l'article 5 du NC RfG doivent être équipés d'une capacité de réponse en fréquence de puissance active en LFSM-U.

Le LFSM-U est automatiquement activé sur les PGM lorsque la fréquence diminue en dessous de 49,80 Hz.

Lorsque le LFSM-U est activé, la réponse LFSM-U des PGM, qui fournissent un FCR à partir de l'intervention LFSM-U, devrait être plus éloignée de l'activation générale du FCR.

La contribution attendue de LFSM-U de la part des PGM existants en Belgique est en moyenne de 4% d'augmentation de puissance par baisse de fréquence de 0,1 Hz (statisme de 4%) et dépend fortement des réserves à la hausse disponibles sur les unités de production produisantes.

Dans le cas où la fréquence diminue en dessous de 49,80 Hz et jusqu'aux plages de fréquence définies à l'article 154(6), du SOGL, les PGM augmente davantage leur production de puissance, si nécessaire jusqu'à leur capacité maximale, pour autant qu'il n'existe aucune limite technique.

La réponse LFSM-U correspondante a le même statisme adopté pour l'état normal et l'état d'alerte (valeur cible = 5 % ; acceptable dans la plage de 2 % à 12 %.) et ne doit en aucun cas mettre en danger la stabilité des PGM fournissant des FCR.

ELIA prend en compte des actions précédemment coordonnées convenues en état normal et d'alerte visant à rétablir la fréquence.

Le LFSM-U est automatiquement activé sur l'interconnexion HVDC Belgique-Royaume-Uni lorsque la fréquence en Belgique descend en dessous de 49,80 Hz et entraîne une réduction du flux de puissance active de la Belgique vers le Royaume-Uni ou une augmentation du flux de puissance active du Royaume-Uni vers la Belgique de maximum XXX MW selon un statisme de XXX %.

Si, lors d'une activation du LFSM-U du côté belge, les seuils de fréquence du LFSM-U sont également déclenchés du côté britannique, les dispositions suivantes s'appliquent :

- Gel automatique du soutien (la réponse en puissance active est gelée) ;
- La valeur de consigne de puissance active d'origine est reprise après un ramping rate en fonctionnement normal (XXX MW/min).

Lorsque la vitesse de variation de la fréquence le permet, l'activation du mode de réglage restreint à la sous-fréquence devrait avoir lieu avant l'activation du système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse.

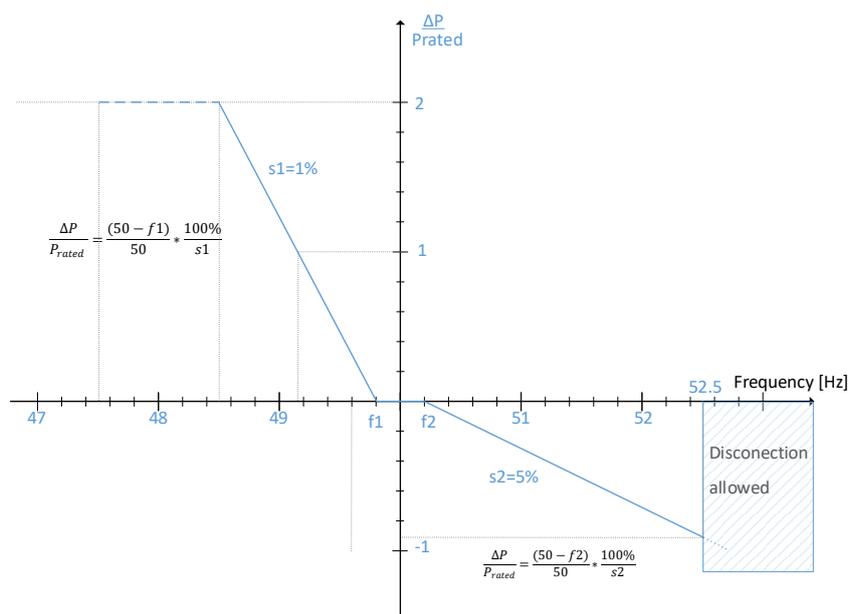
Aucun LFSM-U n'est prévu sur l'interconnexion HVDC entre l'Allemagne et la Belgique car les deux extrémités font partie de la même zone synchrone. Un ajustement de la puissance en fonction de la fréquence serait compensé immédiatement par des connexions AC parallèles et n'aurait pas d'effet sur la fréquence à l'intérieur de la zone synchrone.

7.8.3 Changement de mode de fonctionnement et déconnexion automatiques des unités de stockage d'énergie asynchrone

Selon l'article 97 §2 du RTF, les unités de stockage d'énergie asynchrone doivent contribuer à la stabilité de fréquence en cas de fortes variations de fréquence en adaptant leur production de puissance active comme indiqué à la Figure 6.

Les unités de stockage d'énergie asynchrone qui fonctionnent en mode de charge se déconnectent automatiquement à un seuil de fréquence de 49,00 Hz.

Le temps total maximal de déconnexion, compte tenu de la mesure, du temps de calcul des relais, de l'action de basculement des circuits auxiliaires et du temps d'ouverture du disjoncteur, doit être aussi court que techniquement possible. Aucun retard intentionnel n'est autorisé.



Paramètres	Valeurs
f1	49,8 Hz
f2	50,2 Hz
s1	1 %
s2	5 %
Temps de contrôle	Aussi vite que possible et pas plus de 15 s

Temps de réaction	Aussi rapidement que techniquement possible (aucun retard intentionnel), des dispositions spécifiques peuvent s'appliquer en accord avec le GRT
-------------------	---

Figure 6: Réponse en fréquence de puissance active des unités de stockage d'énergie asynchrones

7.8.4 Plan de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse – LFDD (confidentielle)

7.8.5 Vue d'ensemble des actions automatiques lors de l'écroulement de la fréquence du réseau

Lorsque la fréquence diminue, les actions suivantes sont activées **automatiquement** :

- De 50,00 Hz à 49,80 Hz :
 - Activation de tous les FCR disponibles (réserves primaires)
- Lorsque $f = 49,80$ Hz :
 - Activation de la notification État d'urgence ELIA, si la fréquence reste inférieure ou égale à 49,80 Hz de façon continue pendant plus de 30 secondes.
 - Activation du LFSM-U
 - Le régulateur pour la restauration de la fréquence de la zone RFP (contrôle aFRR) passe en « mode gelé », si la fréquence reste inférieure ou égale à 49,80 Hz de façon continue pendant plus d'une minute.
 - Les unités de stockage d'énergie asynchrone ajusteront automatiquement leur injection/prélèvement d'énergie en fonction du réglage de statisme tel que mentionné dans le paragraphe 7.8.3.
 - Les unités de la centrales d'accumulation par pompage hydraulique de Coo fonctionnant en mode pompage sont arrêtées immédiatement
- Lorsque $f = 49,70$ Hz
 - Activation de l'action U-5 %, comme décrit dans le paragraphe 7.1.4.1
 - Arrêt de certains accumulateurs électriques de chaleur et des chaudières
- Lorsque $f = 49,00$ Hz :
 - Déconnexion automatique des unités de stockage lorsqu'elles sont encore en mode de charge
 - Activation du plan de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse (LFDD). Les différentes étapes sont décrites dans le tableau 5.
- Lorsque $f = 48,00$ Hz :
 - Le plan de déconnexion automatique de la charge nette (LFDD) a été complètement activé.
- Lorsque $f < 48,00$ Hz :
 - Les PGM pourraient se déconnecter du réseau, ce qui accélérerait l'effondrement de la fréquence.

Ces mesures sont résumées à la Figure 9.

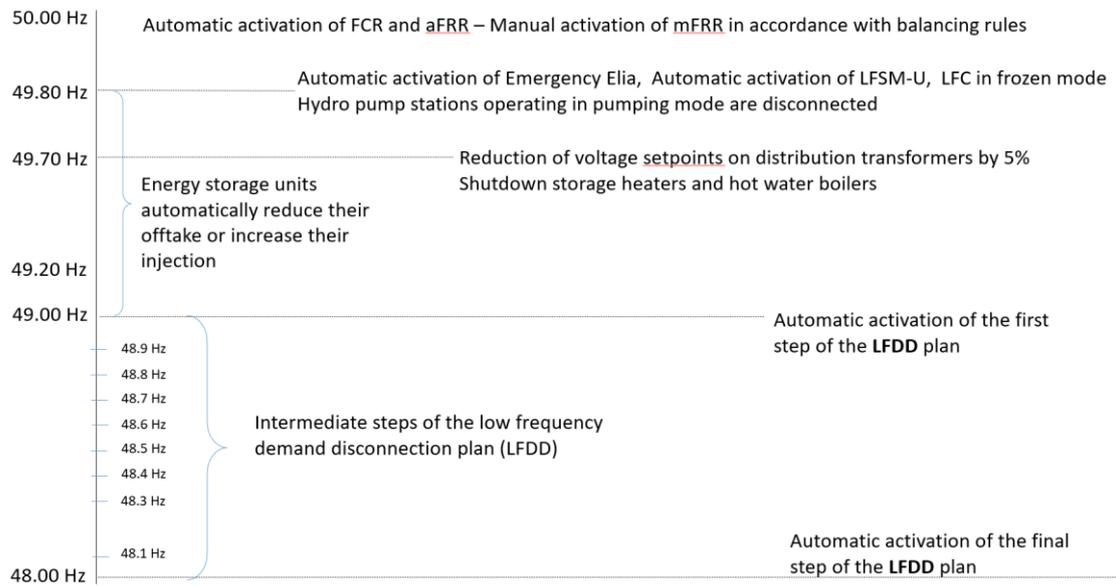


Figure 9: Actions automatiques en cas de baisse de fréquence

7.9 Système de réglage automatique de la surfréquence

7.9.1 Description et objectifs

Les mesures du système de réglage automatique de la sur-fréquence, dans le cadre du plan de défense du réseau, sont conçues conformément à l'article 16 du NC ER. Ce système vise à éviter la déconnexion de plusieurs utilisateurs du réseau, avec un risque d'effondrement de système en cas de fréquences trop élevées. Le système de réglage automatique de la sur-fréquence conduit à une diminution automatique de la puissance active totale injectée dans chaque zone RFP de la zone synchrone d'Europe continentale.

7.9.2 Mode de réglage restreint à la sur-fréquence (LFSM-O)

Lorsque le réseau est en état d'urgence à la suite d'une perturbation grave qui a entraîné un excédent important de production et que tous les FCR sont déployés, le mode de réglage restreint à la sur-fréquence (LFSM-O) sera activé.

La capacité de réponse en fréquence de puissance active des PGM en LFSM-O est une capacité requise par les PGM de tous types en vertu de l'article 13(2) du NC RfG.

Le LFSM-O est automatiquement activé sur les PGM lorsque la fréquence dépasse 50,20 Hz.

Lorsque la fréquence dépasse 50,20 Hz et atteint les plages de fréquence définies à l'article 154(6), du SOGL, les PGM doivent réduire davantage leur puissance de sortie jusqu'à leur capacité minimale, pour autant qu'il n'existe aucune limite technique.

La réponse LFSM-O correspondante doit avoir le même statisme adopté pour l'état normal et l'état d'alerte (valeur cible = 5 % ; acceptable dans la plage de 2 % à 12 %) et ne doit en aucun cas mettre en danger la stabilité des PGM fournissant des FCR.

La contribution attendue des PGM existants en Belgique au LFSM-O est en moyenne de 4% de baisse de puissance par augmentation de fréquence de 0,1 Hz (statisme de 4%) et dépend fortement des réserves à la baisse disponibles sur les unités de production en injection.

En cas d'activation du LFSM-O, la réponse LFSM-O des PGM fournissant des FCR sera reprise à partir de l'activation globale des FCR à compter de l'intervention LFSM-O.

ELIA établit son système de réglage automatique de la sur-fréquence en tenant compte des aptitudes des unités de production d'électricité en ce qui concerne le mode de réglage restreint à la sur-fréquence et des unités de stockage d'énergie dans sa zone RFP.

Les systèmes de réglage restreint à la surfréquence présents sur les unités de production belges ont été estimés suffisants pour répondre aux exigences de l'article 16(2), points a) et b) du NC ER. Par conséquent, ELIA n'a pas jugé nécessaire d'établir une déconnexion linéaire par étapes de la production et/ou des systèmes HVDC dans sa zone RFP.

ELIA prend en compte des actions coordonnées précédemment convenues en état normal et d'alerte visant à rétablir la fréquence.

Conformément à l'article 16(2) du NC ER, les GRT du groupe régional d'Europe continentale recommandent les paramètres suivants pour le LFSM-O sur les PGM :

Le seuil de fréquence pour l'activation du LFSM-O	50,2 Hz
Le facteur de réduction pour l'injection de puissance active	recommandation de 5 %

7.9.3 Comportement automatique des unités de stockage d'énergie

Selon l'article 97 §2 du RTF, les unités de stockage d'énergie asynchrone doivent contribuer à la stabilité de fréquence en cas de fortes variations de fréquence en adaptant leur production de puissance active comme indiqué à la Figure 6.

Les unités de stockage d'énergie ajusteront automatiquement leur injection ou leur prélèvement en fonction de la Figure 6 lorsque la fréquence est supérieure à 50,20 Hz.

7.9.4 Comportement automatique des interconnexions HVDC

Conformément à l'article 102 §5 du RTF et l'article 15 du NC HVDC, le LFSM-O est automatiquement activé sur l'interconnexion HVDC Belgique-Royaume-Uni lorsque la fréquence en Belgique dépasse 50,20 Hz. Ceci entraîne une réduction du flux de puissance active du Royaume-Uni vers la Belgique de maximum XXX MW selon un réglage de statisme de XXX %.

Toutefois, il n'est pas prévu d'augmenter la puissance active de la Belgique vers le Royaume-Uni, car cela pourrait entraîner une surcharge des éléments du réseau à courant alternatif.

Si, lors d'une activation du LFSM-O du côté belge, les seuils de fréquence du LFSM-O sont également déclenchés du côté britannique, les dispositions suivantes sont applicables :

- Gel automatique du soutien (la réponse en puissance active est gelée) ;

La valeur de consigne de puissance active d'origine est reprise après un ramping rate en fonctionnement normal (XXX MW/min).

Aucun LFSM-O n'est prévu sur l'interconnexion HVDC entre l'Allemagne et la Belgique car les deux extrémités font partie de la même zone synchrone. Un ajustement de la puissance en fonction de la fréquence serait compensé immédiatement par des connexions AC parallèles et n'aurait pas d'effet sur la fréquence à l'intérieur de la zone synchrone.

7.10 Système automatique contre l'écroulement de tension

7.10.1 Description et objectifs

Les mesures du système automatique contre l'écroulement de tension, dans le cadre du plan de défense du réseau, sont conçues conformément à l'article 17 du NC ER.

Différentes mesures de protection du réseau pour la gestion de la tension sont présents localement à plusieurs endroits du réseau électrique et sont en outre en partie gérés centralement par ELIA. Ces systèmes sont cependant d'application en état normal et d'alarme et continuent de fonctionner sans intervention spéciale en état d'urgence et ne nécessitent aucune activation spéciale.

Le blocage automatique des régleurs en charge de transformateur sur les transformateurs entre le réseau ELIA et le réseau de distribution est un moyen efficace pour éviter que la tension dans le réseau de transport primaire continue à baisser après un incident, entraînant un danger d'écroulement total de la tension, causé par des actions des régleurs en charge de transformateur dans le but de maintenir la tension du réseau secondaire de distribution.

ELIA a mis en place un système de blocage automatique des régleurs en charge de transformateur dans le **but d'éviter un écroulement de tension en bloquant la régulation de tension** sur les transformateurs entre le réseau ELIA et le réseau de distribution.

Le régulateur des transformateurs HT/MT contient une fonction de blocage dans le cas où la tension du côté primaire diminue en dessous de 92% par rapport à la tension nominale.

Dans ce cas, la valeur de consigne de la tension du côté secondaire est réduite de 5 %. Cela diminue le flux de puissance réactive du réseau primaire haute tension vers le réseau secondaire moyenne tension, ce qui empêche une réduction supplémentaire de la tension du côté primaire du réseau.

Le système de blocage est mis en œuvre localement sur les transformateurs entre le réseau ELIA et les réseaux de distribution. Le système de blocage est aussi présent sur les transformateurs entre les réseaux avec une fonction de transport mentionné ci-dessous:

- Les transformateurs entre le réseau 150 kV et les réseaux 36 kV dans la zone Noord-West.
- Les transformateurs entre le réseau 150 kV et les réseaux 70 kV (le réglage automatique n'est activé que sur quelques transformateurs ; la plupart sont en réglage manuel en exploitation normale)
- Les transformateurs entre le réseau 380 kV et les réseaux 110 kV dans la zone Sud-Est.

Les autres transformateurs entre les réseaux avec une fonction de transport sont exploités en réglage manuel en état normal. Un blocage des régleurs n'est donc pas nécessaire.

Le sens du flux de la puissance réactive n'est pas pris en compte comme critère de blocage.

Le laps de temps maximum entre la détection du seuil et le blocage est de quelques millisecondes.

La déconnexion automatique de la charge en basse fréquence n'est pas considérée comme mesure de défense.

7.10.2 Critères d'activation

Le système de blocage est automatiquement activé si la tension du côté primaire descend en dessous de 92% de la tension nominale.

7.10.3 Procédure

Le système de blocage est activé **automatiquement**.

8 Échange d'informations en état d'urgence, de black-out ou de reconstitution

L'échange d'informations en cas d'état d'urgence, de black-out ou de reconstitution du réseau de transport est régi par l'article 40 du NC ER.

Les notifications "Emergency ELIA", "Blackout ELIA" et "Grid Restoration ELIA" sont envoyées par ELIA aux utilisateurs du réseau et aux parties prenantes suivantes :

- Gestionnaires de réseaux de distribution (GRD)
- Gestionnaires de systèmes d'équilibrage (BRP)
- Utilisateurs importants du réseau (USR)
- Régulateurs et autorités publiques compétentes (CREG, DG Energie et NCCN)
- Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)
- Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)
- Opérateurs du marché de l'électricité désignés (NEMO)
- Coreso (centre de sécurité régional)
- Autres entités concernées

ELIA envoie des signaux simultanément via les trois voies de communication suivantes, pour lesquelles les parties prenantes peuvent s'inscrire à l'avance :

- De Scada à Scada
- Message texte vers un numéro de téléphone portable
- Courrier électronique

En recevant la notification "Emergency ELIA", "Blackout ELIA" ou "Grid Restoration ELIA" les utilisateurs du réseau sont avertis qu'ils doivent être **prêts à suivre les instructions d'ELIA sans délai**.

Lorsque le système revient à l'état normal ou à l'état d'alarme, ELIA envoie une notification indiquant que l'état d'urgence, de panne ou de rétablissement n'est plus en vigueur.

Les entités recevant le signal via SCADA devront accuser réception des signaux ON et OFF par un opérateur humain.

La séquence des états du système avec l'heure correspondante est publiée sur [le site web d'Elia](#).

Si les critères correspondants sont remplis, ELIA doit informer les autres GRT en mettant à jour l'état du système dans le système de sensibilisation Entso-E (EAS).

8.1 Notification « Emergency ELIA »

8.1.1 Description

La notification « Emergency ELIA » vise à informer les utilisateurs du réseau et les parties prenantes concernées que le réseau est en état d'urgence **et** qu'une ou plusieurs mesures du plan de défense du réseau ont été ou pourraient être activées dans un avenir proche.

Les USR et les opérateurs d'une interconnexion HVDC doivent interrompre tous les essais et appliquer le principe de prudence lorsqu'ils reçoivent le signal "Emergency ELIA".

8.1.2 Critères d'activation

L'« Emergency ELIA » est activé **manuellement** par le Centre de contrôle national (NCC) d'ELIA lorsque :

- Le réseau est en état d'urgence conformément à l'article 18(3), du SOGL.

ET

- Une action du plan de défense du réseau peut être requise.

La notification « Emergency ELIA » est **automatiquement** activée lorsque :

- La fréquence diminue en dessous de 49,80 Hz pendant au moins 30 secondes consécutives
- La fréquence dépasse 50,20 Hz pendant au moins 30 secondes consécutives

8.2 Notification « Blackout ELIA »

8.2.1 Notification de black-out par ELIA aux parties prenantes concernées

La notification « Blackout ELIA » a pour but d'informer les utilisateurs du réseau et les parties prenantes concernées que le système est en état de black-out (voir paragraphe 5.4).

8.2.2 Notification de black-out par ELIA aux pouvoirs publics (confidentielle)

8.3 Notification "Grid Restoration ELIA"

L'objectif de la notification « Grid Restoration ELIA » est d'informer les utilisateurs du réseau que le réseau est en état de reconstitution conformément aux articles 38(3), point d) et 40(2) du NC ER.

Les informations suivantes sur le rétablissement du réseau seront diffusées par d'autres canaux (site web d'ELIA, compte X d'Elia Corporate).

Dans le cas où l'État de reconstitution est causé par une **séparation du réseau**, ELIA communiquera

- aux GRT voisins, des informations concernant au moins :
 - l'étendue et les frontières de la ou des régions synchronisées auxquelles appartient sa zone de contrôle ;
 - les restrictions relatives à l'exploitation de la région synchronisée ;
 - la durée et la quantité maximales de puissance active et réactive qui peuvent être fournies via les interconnexions ; et
 - toute autre restriction technique ou organisationnelle ;
- au pilote de la fréquence de sa région synchronisée, des informations concernant au moins :
 - les restrictions pour maintenir le fonctionnement en réseau séparé ;
 - la charge et la production supplémentaires disponibles ; et
 - la disponibilité de réserves opérationnelles.

9 Définitions et acronymes

Les définitions de NC ER, du SOGL, du NC DCC, du NC RfG et du NC HVDC s'appliquent au plan de défense du système sans être explicitement reprises dans la présente section.

ACE : Area Control Error (erreur de contrôle de zone) : tel que défini à l'article 3(2)(19) du NC SOGL

aFRR : réserves automatiques de restauration de la fréquence.

AGC = Automatic Generation Controller : régulateur pour la restauration de la fréquence de la zone RFP.

AGSOM = Agreement on Grid and System Operation Management : accord bilatéral entre les GRT voisins, établi conformément au SAFA, qui contient les bases d'une entente réciproque de haut niveau afin de pouvoir exécuter toutes les tâches propres à la gestion de réseau et d'assurer la sécurité opérationnelle du réseau électrique. Cet accord comprend entre autres les conventions en matière de procédures à appliquer lors de l'état d'urgence.

ALEGrO = Aachen Liege Electrical Grid Overlay : nom de l'interconnexion HVDC entre la Belgique et l'Allemagne. Elle est exploitée conjointement par les gestionnaires de réseaux de transport ELIA et Amprion.

Amprion : l'un des quatre gestionnaires de réseau de transport en Allemagne.

AR : arrêté royal.

ARN = Autorité de régulation nationale : en Belgique, le rôle de l'ARN est rempli par la CREG.

Black-start (démarrage autonome) : la capacité d'une unité de production à remettre sous tension un jeu de barres mort dans le réseau et à fournir de la puissance active sans puiser d'énergie dans le réseau, dans le but de redémarrer le réseau électrique après un effondrement.

BMAP = Bidding Market Platform : plateforme d'appels d'offres.

BRP = Balancing Responsible Party : responsable d'équilibre.

BSP = Balancing Service Provider : fournisseur de services d'équilibrage.

Câble d'injection structurel : un câble auquel seuls les producteurs sont raccordés, ou un câble pour lequel des comptages antérieurs indiquent que la direction du flux à l'extrémité du câble au niveau des rails secondaires injecte pendant au moins 90 % du temps sur une base annuelle, dans la mesure où cette information est disponible pour le gestionnaire de réseau de distribution concerné.

CCP = Centre de Crise Principal : la cellule de crise générale d'ELIA.

CDC = Convention de collaboration : ELIA a établi une convention avec chaque GRD décrivant la collaboration entre ELIA et le GRD.

CEP = Clean Energy Package : un ensemble de directives et de règlements européens

Charge autonome : état de la PGM où la PGM est déconnectée du réseau de transport en cas de panne et peut rester opérationnelle en alimentant sa propre charge auxiliaire.

Charge totale : la charge totale aux fins du système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse est définie selon la méthode de calcul suivante :

$$\text{CHARGE TOTALE} = \Sigma \text{ PRODUCTION BRUTE} + \text{IMPORTATIONS} - \text{EXPORTATIONS} - \text{STOCKAGE D'ÉNERGIE fonctionnant comme charge} + \text{STOCKAGE d'ÉNERGIE fonctionnant comme générateur} - \text{charges des systèmes auxiliaires des unités de production}$$

Remarque : toutes les valeurs de la formule sont utilisées comme valeurs positives.

CIGRE : Conseil International des Grands Réseaux Électriques.

Clearing : interruption automatique ou manuelle de tous les départs dans un poste à haute tension.

Code de conduite : Le code de conduite, adopté par la CREG par 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 de calcul ou de détermination des conditions de fourniture de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion ;

Coordinateur de l'énergie : service opérationnel du responsable d'accès qui coordonne les unités de production situées en Belgique.

Courbes de capacité : schéma définissant les possibilités d'exploitation d'un PGM (MW-MVAr).

CREG = Commission de régulation de l'électricité et du gaz.

Crise de l'électricité : telle que visée à l'article 2.9 du règlement 2019/941 : une situation existante ou imminente dans laquelle il y a une pénurie importante d'électricité, telle qu'identifiée par les États membres et décrite dans leurs plans de préparation aux risques, ou dans laquelle il n'est pas possible d'approvisionner les clients en électricité.

CSR : coordinateur de sécurité régional.

Déconnexion non sélective : interruption manuelle ou automatique de liaisons directes ou indirectes entre le réseau de transport et les réseaux d'autres opérateurs de réseau dans la zone de contrôle d'ELIA, grâce à l'ouverture des disjoncteurs des transformateurs raccordés à ces réseaux.

Déconnexion sélective : interruption manuelle ou automatique des câbles de départ dans les postes des GRT ou des GRD, qui ne sont pas classées comme câbles de départ pour les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.

DG Énergie : la Direction Générale Énergie du Service public fédéral Économie.

Dispatching contrôlé par le GRT : un mode d'exploitation du réseau de transport, par exemple au cours d'une période où certains segments de marché sont interrompus, dans lequel les utilisateurs du réseau raccordés au GRT exécutent sans délai injustifié les instructions données par le GRT et implémentent les consignes. Dans ce mode d'exploitation, les conventions de reconstitution des réseaux de distribution discutées entre ELIA et les GRDs restent valables et les GRDs continuent à gérer les réseaux de distribution.

DSP = Defence Service Provider : fournisseur de services de défense : une entité juridique ayant une obligation juridique ou contractuelle de fournir un service contribuant à une ou plusieurs mesures du plan de défense du réseau.

DWDM = Dense Wavelength Division Multiplexing : Multiplexage dense en longueur d'onde : une technologie de communication de données.

EAN = European Article Numbering : nombre, composé de 18 chiffres, utilisé comme numéro de référence unique pour une unité de production, un point d'accès ou un point de raccordement.

EAS = Entso-E Awareness System : application utilisée par tous les GRT d'Entso-E pour s'informer mutuellement de l'état de leur système et échanger d'autres informations inter-GRT.

EMS = Energy Management System : système de gestion de l'énergie, le système de contrôle utilisé pour la surveillance du réseau en temps réel, le contrôle à distance et l'analyse de sécurité.

Exploitation de l'île : tel que défini à la section 2(43) du NC RfG

FCR = Frequency Containment Reserves : tel que défini à l'article 3(2)(6) du SOGL.

Fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires : état de PGM où le PGM qui est déconnecté du réseau de transport en cas de black-out peut continuer à fonctionner, en alimentant sa propre charge auxiliaire.

Fonctionnement en réseau séparé : l'exploitation indépendante de tout ou partie d'un réseau qui est isolé après avoir été déconnecté du réseau interconnecté, comportant au moins un PGM ou un réseau HVDC alimentant en puissance ce réseau et contrôlant la fréquence et la tension.

FRCE = Frequency Restoration Control Error : tel que défini à l'article 3(2)(43) du SOGL.

FRR = Frequency Restoration Reserves : tel que défini à l'article 3(2)(7) du SOGL.

GRD = Gestionnaire de réseau de distribution. tel que défini à l'article 2, 8 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

GRFD = Gestionnaire de réseau fermé de distribution.

GRT = Gestionnaire de réseau de transport : tel que défini à l'article 2, 8 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

HVDC NC = High voltage Direct Current : tel que défini à l'article 2(1) du NC HVDC.

IGCC = International Grid Control Cooperation: plateforme européen pour la compensation des imbalances entre différents GRTs

LFC-zone: Load Frequency Control-zone (dans le cas belge cela correspond à la zone de contrôle d'ELIA)

LFDD = Low Frequency Demand Disconnection : déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse, aussi appelée déconnexion automatique en fréquence basse.

LFSM-O = Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency : tel que défini à l'article 2(37) du NC RfG.

LFSM-U = Limited Frequency Sensitive Mode - Underfrequency: tel que défini à l'article 2(38) du NC RfG.

MARI: plateforme d'équilibrage européen pour la coordination de mFRR

Market Engineer: opérateur du centre de contrôle national d'ELIA, chargé de l'activation de l'énergie d'équilibrage et du monitoring des réserves d'équilibrage

mFRR = Manual Frequency Restoration Reserves : réserves manuelles de restauration de la fréquence.

Ministre de l'Économie : ministre fédéral ou secrétaire d'État chargé de l'économie.

Ministre de l'Énergie : ministre fédéral ou secrétaire d'État chargé des questions énergétiques.

MOG = Modular Offshore Grid : tel que défini à l'article 2, 7ter de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

NCC = National Control Centre : Centre de contrôle national d'ELIA.

NCCN = Nationaal Crisis Centrum / Centre de Crise National: centre national de crise des affaires intérieures.

NC DCC = Demand Connection Network Code : code de réseau pour le raccordement des réseaux de distribution et des installations de charge. Règlement (UE) 2016/1388 de la

Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de charge.

NC ER = Network Code Emergency and Restoration : code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique. Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission européenne du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

NC HVDC = High Voltage Direct Current Network Code : code de réseau pour le courant continu à haute tension. Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission européenne du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

NC RfG = Requirements for Generators Network Code : code de réseau sur les exigences applicables au raccordement des installations de production d'électricité. Règlement (UE) 2016/631 de la Commission européenne du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.

NEMO = Nominated Electricity Market Operator : opérateur désigné du marché de l'électricité.

NGESO = National Grid Electricity System Operator : le gestionnaire de réseau en Grande-Bretagne.

NLL = Nemo Link Limited. C'est le nom de la société qui exploite l'interconnexion HVDC entre la Belgique et le Royaume-Uni.

OGE = On-duty Grid Engineer : ingénieur réseau en service.

PAS = Power Application Software : logiciel d'application de puissance. Il s'agit d'une partie de l'EMS utilisée pour l'analyse de la sécurité en temps quasi réel.

Pénurie importante : une panne de plus de 100 000 connexions ou de plus de 100 MW de puissance, tel que définie dans le plan de préparation aux risques.

PGM = Power Generating Module : tel que défini à l'article 2(5) du NC RfG.

Phénomènes soudains : procédure décrite au chapitre 4.1.11.2 du plan de préparation aux risques.

PICASSO: plateforme d'équilibrage européen pour la coordination d'aFRR

Pilote de la fréquence : GRT désigné et responsable de la gestion de la fréquence du réseau dans une région synchronisée ou une zone synchrone afin de rétablir la fréquence du réseau à sa fréquence nominale.

Plan de préparation aux risques : Le plan établi par la DG Energie conformément au règlement sur la préparation aux risques.

Plan de reconstitution : tel que défini à l'article 3(9) du NC ER.

Point de resynchronisation : tel que défini à l'article 3(9) du NC ER. Dispositif permettant de connecter deux zones synchronisées, généralement un disjoncteur.

Poste MT : poste moyenne tension. Un poste dont la tension nominale est inférieure à 30 kV.

PPM = Power Park Module : tel que défini à l'article 2(17) du NC RfG.

Procédure en cas de pénurie : procédure dont la base légale est décrite dans l'arrêté ministériel « Plan de délestage ».

Procédure en cas de phénomènes soudains : procédure décrite au chapitre 4.1.11.2 du plan de préparation aux risques.

PSD = Parallel Switch Device : dispositif de synchronisation des réseaux en parallèle, permettant de resynchroniser deux régions asynchrones.

PSOS = Power System Operation and Stability : exploitation et gestion du réseau électrique. Il s'agit d'une entité au sein du NCC d'ELIA spécialisée dans l'analyse des réseaux électriques.

PST = Phase Shifting Transformer : transformateur déphaseur.

Puissance active : selon la définition de l'article 2(20) du NC RfG

Puissance réactive : la valeur, exprimée en Var, égale à $3 U I \sin(\phi)$, où U et I sont les valeurs effectives des composantes fondamentales de la tension et du courant et où ϕ représente la différence de phase entre les composantes fondamentales de la tension et du courant.

RCC = Regional Control Centre : centre de contrôle régional.

REE= Redelectrica de España : gestionnaire de réseau de transport en Espagne.

Région synchronisée : fraction d'une zone synchrone couverte par des GRT interconnectés ayant une fréquence de réseau commune et qui n'est pas synchronisée avec le reste de la zone synchrone.

Règlement sur la préparation aux risques : RÈGLEMENT (UE) 2019/941 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 5 juin 2019 relatif à la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE.

Réglementations régionales :

Région flamande :

- Règlement technique pour la distribution d'électricité dans la Région flamande du 24 mars 2023
- Règlement technique pour le transport locale d'électricité dans la Région flamande du 29 mai 2020.

Région wallonne :

- Arrêté du Gouvernement wallon arrêtant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci du 27 mai 2021.
- Arrêté du Gouvernement wallon relatif à la révision du règlement technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci du 26 janvier 2012.

Région de Bruxelles-Capitale :

- Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale arrêtant le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci du 23 mai 2014.

- Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale arrêtant le règlement technique pour la gestion du réseau de transport régional d'électricité du 13 juillet 2006.

Régulateur de restauration de fréquence de la zone RFP : processus mis en œuvre dans l'EMS d'ELIA, qui traite les mesures FRCE toutes les 4 secondes et fournit des instructions automatisées aux fournisseurs d'aFRR qui sont connectés par des connexions de télécommunication.

Relais de fréquence : relais qui émet une commande en cas de fréquence trop basse (p. ex. décharge).

Remise sous tension : action de reconnecter la production et la charge pour alimenter les parties du réseau qui ont été déconnectées.

Réseau électrique : tout l'équipement, y compris tous les réseaux interconnectés, toutes les installations de raccordement et toutes les installations des utilisateurs du réseau connecté à ces réseaux.

Réseau de transport : le réseau d'Elia, y inclus les réseaux de transport locaux/régionaux tels que définis dans les réglementations régionales, sauf mention explicite du contraire.

Responsable de la resynchronisation : GRT désigné et responsable de la resynchronisation de deux régions synchronisées.

Resynchronisation : action de synchroniser et de reconnecter deux régions synchronisées au point de resynchronisation.

RSP = Restoration Service Provider : tel que défini à l'article 3(1), du NC ER:

RTE : gestionnaire de réseau de transport en France.

RTF = Règlement technique fédéral : arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

RTU = Remote Terminal Unit : unité de contrôle qui regroupe le signal dans un poste et l'envoi du poste au centre de contrôle.

SAFA = Synchronous Area Framework Agreement pour le groupe régional d'Europe continentale. Cet accord est entré en vigueur le 14 avril 2019, après approbation par les régulateurs nationaux conformément à l'article 6(3)(d), du SOGL.

SCADA = Supervisory Control And Data Acquisition : contrôle du système et acquisition de données, une partie de l'EMS.

SE = System Engineer : opérateur du Centre de contrôle national d'ELIA chargé de la surveillance du réseau en temps réel.

SER : sources d'énergie renouvelable.

Situation à incidents multiples : la situation en cas d'incidents multiple, à savoir l'état physique du réseau électrique résultant, au départ d'un état de référence et après disparition des phénomènes transitoires, de la perte simultanée d'une unité de production et d'un autre composant du réseau électrique, tel qu'un élément du réseau ou une unité de production.

SOGL = System Operation Guideline. Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission européenne du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

Stratégie bottom-up de remise sous tension : stratégie par laquelle une partie du réseau d'un GRT peut être remise sous tension sans assistance des autres GRT.

Stratégie top-down de remise sous tension : stratégie qui nécessite l'assistance d'autres GRT pour remettre sous tension des parties du réseau d'un GRT.

SVC = Static VAR Compensator : dispositif utilisé pour la compensation de la puissance réactive.

Swissgrid : gestionnaire de réseau de transport en Suisse.

Système électrique : tous les équipements, y compris tous les réseaux interconnectés, toutes les installations de connexion et toutes les installations des utilisateurs du réseau connectés à ces réseaux.

TenneT NL : gestionnaire de réseau de transport aux Pays-Bas.

Terna : gestionnaire de réseau de transport en Italie.

Transformateur de distribution : un transformateur qui injecte l'électricité sur le réseau de distribution.

USR : Utilisateur significatif du réseau. Il s'agit des catégories d'utilisateurs du réseau reprises à l'article 2(2), du NC ER.

Utilisateur significatif du réseau de haute priorité : l'utilisateur significatif du réseau pour lequel des conditions particulières s'appliquent pour la déconnexion et la remise sous tension.

Zone de contrôle : zone dans laquelle le gestionnaire de réseau contrôle en permanence l'équilibre entre la charge et la production d'électricité, en tenant compte des échanges de puissance active entre les zones de contrôle.

Zone RFP : zone de réglage fréquence-puissance. Pour la Belgique, cela correspond à la zone de contrôle d'ELIA.

10 Liste des mesures et délais de mise en œuvre

On distingue d'une part les mesures que les USR doivent appliquer après l'activation du plan de défense, telles que mentionnées au paragraphe 7, et d'autre part, les mesures que les USR doivent implémenter au préalable et qui découlent de l'exécution du NC ER. Ces dernières sont reprises dans les listes ci-dessous.

10.1 Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par le GRT sur ses installations

#	Mesure	Deadline de mise en œuvre	Status au 06/10/2023
1	Adaptation Alarme ELIA à Urgence ELIA	Date d'approbation ministérielle + 1 an [1]	Entièrement mise en œuvre
2	Mise en œuvre de la notification "Emergency ELIA", "Blackout ELIA" "Reconstitution ELIA"	Date d'approbation ministérielle + 1 an	Entièrement mise en œuvre
3	Mise en œuvre du plan LFDD automatique tel que prévu dans la version 1 du plan de défense du réseau	18/12/2022	Entièrement mise en œuvre
4	Mise à jour des "plans de code de sauvegarde" dans l'EMS conformément à la version 1 du plan de défense du réseau	Date d'approbation ministérielle + 1 an	Entièrement mise en œuvre
5	Mise en œuvre du plan LFDD automatique tel que prévu dans la version 2 du plan de défense du réseau	Selon un plan de mise en œuvre à déterminer plus en détail entre 2024 et 2029	A mettre en oeuvre
6	Implémentation dans l'EMS des signaux d'instruction aux GRDs concernant l'adaptation de la puissance active des unités de productions dans les réseaux de distribution, conformément à la version 2 du plan de défense du système	Date d'approbation ministérielle + 1 an	A mettre en oeuvre

10.2 Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par les USR identifiés sur leurs installations

#	Applicable à	Mesure	Echéance	Status au 06/10/2023
1	Tous les USR	Mettre en œuvre des mesures pour assurer la bonne réception des différentes notifications concernant l'état du système (voir paragraphe 8) envoyées par ELIA.	Date d'approbation ministérielle + 1 an	Entièrement mise en œuvre
2	Installations de consommation ou RFD connecté au réseau de transport	Mise en place d'une installation de déconnexion sélective de la charge tel que décrit dans la note de conception LFDD en annexe 7	Selon un plan de mise en œuvre à déterminer plus en détail entre 2024 et 2029	A mettre en oeuvre

10.3 Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par les GRD sur leurs installations

#	Applicable à	Mesure	Echéance	Status au 06/10/2023
---	--------------	--------	----------	----------------------

1	Tous les GRD (connectés au réseau de transmission ou de distribution)	Mettre en place un système de réception en bonne et due forme des différentes notifications envoyées par ELIA. Les notifications sont décrites dans la section 8 du plan de défense du système.	Date d'approbation ministérielle + 1 an	Entièrement mise en œuvre
2	Tous les GRD (connectés au réseau de transmission ou de distribution)	Mise en place d'une installation de déconnexion sélective de la charge tenant compte de la direction de la puissance active sur les différents câbles de départ, dans la mesure où cela est techniquement réalisable, pour les sous-stations faisant partie du plan LFDD tel qu'énuméré à l'annexe 4.	Selon un plan de mise en œuvre à déterminer plus en détail entre 2024 et 2029	A mettre en œuvre
3	Tous les GRD (connectés au réseau de transmission ou de distribution)	Implémentation des signaux d'instruction d'ELIA concernant l'adaptation de la puissance active des unités de productions dans les réseaux de distribution	Date d'approbation ministérielle + 1 an	A mettre en œuvre

11 Liste des documents connexes

Le présent paragraphe comprend un aperçu des documents connexes auxquels il est fait référence dans le présent plan de défense du réseau. Certains documents connexes sont uniquement disponibles au sein d'ELIA. ELIA ne demande aucune approbation du ministre de l'Énergie pour ces documents connexes. Ces documents sont disponibles à titre informatif auprès d'ELIA sur demande des autorités compétentes.

11.1 Documents uniquement disponibles en interne

Les documents suivants sont de base uniquement consultables par les collaborateurs ELIA :

- Accords de collaboration entre ELIA et les gestionnaires de réseau de distribution
- Procédure opérationnelle déséquilibre zone ELIA
- Procédure particulière pour le contrôle de la fréquence et contre-mesures en cas de forts écarts de fréquence en état permanent
- Les limites opérationnelles pour les différents éléments de réseau
- La description intégrale du processus sur la base de la procédure en cas de pénurie
- Formulaire de notification NCCN
- Modèle pour le briefing technique en cas de pénurie
- Activation opérationnelle du plan de délestage au sein des dispatchings nationaux
- Operationele activering van het afschakelplan in de regionale dispatchings (version néerlandophone)
- Activation opérationnelle du plan de délestage au sein des dispatchings régionaux (version francophone)
- Procedure for activation of Emergency Assistance NGESO
- AGSOM entre ELIA et Tennet NL
- AGSOM entre ELIA et RTE

- AGSOM entre ELIA et Amprion

11.2 Documents disponibles en externe avec la classification diffusion restreinte

La procédure en cas de pénurie d'électricité

11.3 Documents disponibles en externe

Les règles actuelles d'équilibrage :

<https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/services-auxiliaires/maintenir-equilibre>

Annexe 1 : Liste des USR identifiés en vertu de l'art. 11(4), point c) du NC ER

Les USR dans le tableau ci-dessous font référence à des assets individuels et à l'entité correspondante qu'ELIA peut contacter. Chaque USR qui est un PGM dispose d'un numéro de référence unique, qui se compose du numéro EAN du PGM (qui n'est pas le numéro EAN du point d'accès mentionnée sur le site web d'ELIA).

Pour l'USR qui est une installation HVDC, le numéro d'« interface agreement » a été utilisé comme numéro d'identification unique.

Tous les USR dans cette liste appartiennent à la zone de contrôle d'ELIA, qui fait partie de la zone de contrôle régionale Europe continentale.

SNG Unieke benaming	Uniek referentienummer	Categorie	CDS	Identification date	Te contacteren entiteit door ELIA	Adres van de te contacteren entiteit door ELIA
Alegro HVDC	Alegro HVDC	HVDC	no	26/09/2023	Alegro	Rue des Taillis 4 4600 Lixhe
AMB Gent WT Storm	541453176017865768	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium _ Gent	John Kennedylaan 51 9000 Gent
Zelzate 2 Knippegroen	541453170030939574	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium _ Gent	John Kennedylaan 51 9000 Gent
Arlanxo Zwijndrecht	541453107048964502	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ARLANXEO Belgium _ Zwijndrecht	Canadastraat 21 2070 Zwijndrecht
Zwijndrecht Lanxess GT	541453172994196413	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ARLANXEO Belgium _ Zwijndrecht	Canadastraat 21 2070 Zwijndrecht
Aspiravi Wuustwezel	541453112201488016	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Aspiravi _ Brecht	Bethovenstraat 66 2960 Brecht
Zandvliet Power	541453101893252135	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	BASF Antwerpen _ Antwerpen	Scheldelaan 600 2018 Antwerpen
Oud-Lillo Monsanto	541453158737754829	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Bayer Agriculture _ Antwerpen	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen
Belwind Phase 1	541453113723391297	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Belwind _ Zeebrugge (Offshore)	Bligh Bank 1 8380 Zeebrugge
Burgo Ardennes Virton Turbine 4	541453141474868188	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Burgo Ardennes _ Virton	Rue de la Papeterie 1 6760 Virton
Burgo Ardennes Virton Turbine 5	541453160814317544	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Burgo Ardennes _ Virton	Rue de la Papeterie 1 6760 Virton
Thorntonbank - C-Power - Area NE	541453120478004211	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	C - Power _ Bredene	Thorntonbank 8450 Bredene
Thorntonbank - C-Power - Area SW	541453150484210252	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	C - Power _ Bredene	Thorntonbank 8450 Bredene
Windvision Estinnes WIND	541453124835270646	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	CGNEE Belgium Wind Energy Company _ Estinnes	Route de Mons (en façade du n° 763) 7120 Estinnes
Amercoeur 1 R GT	541453152837115528	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Amercoeur	Rue Chauw à Roc 6 6044 Roux
Amercoeur 1 R ST	541453128600716599	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Amercoeur	Rue Chauw à Roc 6 6044 Roux
BEERSE TJ	541453110860830542	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Beerse	Brusselenstraat 6 2340 Beerse
COO 1 T	541453188083940744	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coe	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts

COO 2 T	541453177100676292	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
COO 3 T	541453146119338279	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
COO 4 T	541453178285831216	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
COO 5 T	541453114882045984	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
COO 6 T	541453199818962818	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
DOEL 1	541453164246726035	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Doel	Haven 1800, Scheldemolenstraat 9130 Doel
DOEL 2	541453141114133591	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Doel	Haven 1800, Scheldemolenstraat 9130 Doel
DOEL 4	541453181034094091	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Doel	Haven 1800, Scheldemolenstraat 9130 Doel
DROGENBOS GT1	541453155745315554	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Drogenbos	De Bruyckerweg 1 1620 Drogenbos
DROGENBOS GT2	541453194308489561	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Drogenbos	De Bruyckerweg 1 1620 Drogenbos
DROGENBOS ST	541453146122324467	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Drogenbos	De Bruyckerweg 1 1620 Drogenbos
HERDERSBRUG GT1	541453112497967486	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Herdersbrug	Pathoekeweg 300 8000 Brugge
HERDERSBRUG GT2	541453144916927818	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Herdersbrug	Pathoekeweg 300 8000 Brugge
HERDERSBRUG ST	541453101361829043	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Herdersbrug	Pathoekeweg 300 8000 Brugge
RODENHUIZE 4	541453198563265809	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Rodenhuize	Rodenhuizekaai 3 9042 Desteldonk
SAINT-GHISLAIN STEG	541453123455840345	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Saint-Ghislain	Rue d'Hautrage 89 7331 Baudour
Schaerbeek Siomab	541453151734393831	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Siomab	Léon Monnoyerkaai 8 1120 Brussel
TIHANGE 1N	541453142219460018	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Tihange	Avenue de l'Industrie 1 4500 Tihange
TIHANGE 1S	541453135949593781	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Tihange	Avenue de l'Industrie 1 4500 Tihange
TIHANGE 3	541453189635938400	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Tihange	Avenue de l'Industrie 1 4500 Tihange
VILVOORDE GT	541453152499264473	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Vilvoorde	JF Willemsstraat 200 1800 Vilvoorde
VILVOORDE ST	541453172454845905	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Vilvoorde	JF Willemsstraat 200 1800 Vilvoorde
Luminus Villers-le-Bouillet WIND	541453130625684630	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Eolus _ Villers-le-Bouillet	Rue de Wareme 123 4530 Villers-le-Bouillet
Lillo Degussa GT1	541453183539849510	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Evonik Antwerpen _ Antwerpen	Frans Tijsmanstunnel West 2040 Antwerpen
Lillo Degussa GT2	541453185186189414	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Evonik Antwerpen _ Antwerpen	Frans Tijsmanstunnel West 2040 Antwerpen

Scheldelaan Exxonmobil	541453177309381966	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ExxonMobil Petroleum & Chemical _ Antwerpen	Polderdijkweg 2030 Antwerpen
Zeebrugge 2 Fluxys	541453185370707516	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Fluxys LNG _ Terminal Zeebrugge	Henri-Victor Wolvensstraat 3 8380 Zeebrugge
Froidchapelle Wind	541453138974720238	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Green Wind _ Froidchapelle	Chaussée de Beaumont (Lieu dit 'Fonds Martin') 6500 Beaumont
ICO Windpark Zeebrugge	541453116524400267	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ICO Windpark _ Zeebrugge	Margareta Van Oostenrijkstraat 8380 Zeebrugge
Beveren Sleco	541453132244509455	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Indaver _ Doel	Molenweg 1 9130 Doel
BP Chembel Geel PTA3	541453152871643162	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INEOS Aromatics Belgium _ Geel	Amocolaan 2 2440 Geel
INESCO GT1	541453166811770207	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INEOS Oxide Utilities _ Zwijndrecht	Nieuwe Weg 1 2070 Zwijndrecht
INESCO GT2	541453131341189140	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INEOS Oxide Utilities _ Zwijndrecht	Nieuwe Weg 1 2070 Zwijndrecht
INESCO ST	541453144504946474	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INEOS Oxide Utilities _ Zwijndrecht	Nieuwe Weg 1 2070 Zwijndrecht
Infrabel Avernas Greensky Wind	541453170012420052	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	Infrabel _ Avernas	Lieu dit "'Aux Zabréés'" 4280 Abolens
Jemeppe-sur-Sambre GT1	541453134754645821	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INOVYN Manufacturing Belgium _ Jemeppe	Rue Solvay 39 5190 Jemeppe-sur-Sambre
Jemeppe-sur-Sambre GT2	541453186572796100	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INOVYN Manufacturing Belgium _ Jemeppe	Rue Solvay 39 5190 Jemeppe-sur-Sambre
Intradel Herstal	541453128860998155	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	INTRADEL _ Herstal	Pré Wigy 4040 Herstal
Incinerateur THUMAIDE (IPALLE)	541453150620096924	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Ipalle _ Thumaide	Hameau de Ribonfosse 9 7971 Thumaide
Oorderen Bayer	541453127862811080	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	LANXESS Performance Materials _ Lillo	Scheldelaan 420 2040 Lillo
ANGLEUR TG 41	541453105149024729	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Angleur	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur
ANGLEUR TG 42	541453147978770736	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Angleur	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur
ANGLEUR TG31	541453127036684755	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Angleur	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur
ANGLEUR TG32	541453137445795539	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Angleur	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur
ANGLEUR TGV3	541453114676761625	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Angleur	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur
EDF Luminus Ham GT	541453149186128378	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Gent	Ham 68 9000 Gent
HAM31	541453179993838078	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Gent	Ham 68 9000 Gent
HAM32	541453153623163709	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Gent	Ham 68 9000 Gent
RINGVAART STEG	541453165925532572	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Ringvaart	Wondelgemsekaai 9000 Gent
EDF Luminus Seraing GT1	541453162200760842	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Seraing	Rue du Pont du Val 1 4100 Seraing

EDF Luminus Seraing GT2	541453155725234745	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Seraing	Rue du Pont du Val 1 4100 Seraing
SERAING TV	541453142655169964	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Seraing	Rue du Pont du Val 1 4100 Seraing
Nemo Link HVDC	Nemo Link HVDC	HVDC	no	26/09/2023	Nemo Link	Pathoekeweg 300 8000 Brugge Belgium
Nobelwind Offshore Windpark	541453164675671838	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Nobelwind _ Zeebrugge (Offshore)	Bligh Bank 2 8380 Zeebrugge
Norther Offshore WP	541453131548107275	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Norther _ Zeebrugge (Offshore)	Nabij de Bank zonder Naam en ten ZO van de Thorntonbank 8380 Zeebrugge
Northwester 2	541453164871870851	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Northwester 2 _ Zeebrugge (Offshore)	Ten NW van de Bligh Bank 9999 Offshore
Northwind	541453157197213174	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Northwind _ Zeebrugge (Offshore)	Lodewijkbank 8380 Zeebrugge
Kristal _ Solar _ Park	541453118670087231	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	NYRSTAR Belgium _ Balen	Zinkstraat 1 2490 Balen
Rentel Offshore WP	541453123210565544	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Rentel _ Zeebrugge (Offshore)	Ten NW van de Thorntonbank en ten ZO van de Lodewijkbank 9999 Offshore
Lanaken Sappi	541453170948833223	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sappi Lanaken _ Lanaken	Montaigneweg 2 3620 Lanaken
Mermaid Offshore WP	541453152846416159	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	SeaMade _ Zeebrugge (Offshore)	Ten NW van de Lodewijk Bank en ten ZO van de Bligh Bank 9999 Offshore
Seastar Offshore WP	541453121368376005	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	SeaMade _ Zeebrugge (Offshore)	Ten NW van de Lodewijk Bank en ten ZO van de Bligh Bank 9999 Offshore
PLATE-TAILLE 1 T	541453181586009260	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sofico _ Plate-Taille	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt
PLATE-TAILLE 2 T	541453138010162114	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sofico _ Plate-Taille	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt
PLATE-TAILLE 3 T	541453156580406421	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sofico _ Plate-Taille	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt
PLATE-TAILLE 4 T	541453165774983167	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sofico _ Plate-Taille	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt
PLATE-TAILLE T	541453182399547109	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sofico _ Plate-Taille	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt
LANGERBRUGGE STORA	541453151336306338	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Stora Enso Langerbrugge _ Gent	Wondelgemkaai 200 9000 Gent
LANGERBRUGGE STORA ST 2	541453109080445766	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Stora Enso Langerbrugge _ Gent	Wondelgemkaai 200 9000 Gent
Aalst Syral GT	541453186071413751	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Tereos Starch & Sweeteners Belgium _ Aalst	Burchtstraat 10 9300 Aalst
Syral Aalst	541453165087956193	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Tereos Starch & Sweeteners Belgium _ Aalst	Burchtstraat 10 9300 Aalst
Marcinelle Energie (Carsid)	541453107850545647	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	TotalEnergies - Centrale Electrique March-au-Pont _ Marchienne-au-Pont	Rue de la Providence 150 6030 Marchienne-au-Pont
Wilmarsdonk Total GT1	541453180835902697	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	TotalEnergies Refinery Antwerp _ Refinery Antwerp	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen
Wilmarsdonk Total GT2	541453106660324336	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	TotalEnergies Refinery Antwerp _ Refinery Antwerp	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen
Wilmarsdonk Total GT3	541453120611619944	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	TotalEnergies Refinery Antwerp _ Refinery Antwerp	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen
T-power Beringen	541453182359129192	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Vynova Belgium _ Tessenderlo	Stationsstraat 94 3980 Tessenderlo

Annexe 2: Tableau récapitulatif des mesures de limitation de la demande

Le tableau ci-dessous fournit une liste des mesures de réduction de la demande d'électricité et a été préparé par la DG Energie en 2022.

Pour chaque mesure, une estimation de la limitation de la demande est donnée en MW et par heure si elle est appliquée à l'ensemble de la Belgique. Le tableau ci-dessous donne un exemple d'un jour de semaine W en hiver. La DG Energie dispose d'une application informatique permettant de calculer l'effet de ces mesures à d'autres moments également.

Verplichte maatregelen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Elektrische huishoudtoestellen niet gebruiken (wasmachine, droogkas, afwasmachine, strijkijzer, stofzuiger, wellness apparatuur, elektrische kooktoestellen, waterketel, TV, multimedia...)	- 211	- 160	- 104	- 49	- 49	- 49	- 56	- 144	- 284	- 349	- 394	- 419	- 450	- 454	- 457	- 426	- 438	- 483	- 617	- 628	- 625	- 440	- 365	- 262
Verlichting en apparaten in waakstand uitzetten	- 60	- 60	- 60	- 60	- 60	- 60	- 125	- 125	- 60	- 60	- 60	- 60	- 60	- 60	- 60	- 60	- 60	- 125	- 125	- 125	- 125	- 125	- 125	- 60
EV's (plug-in hybride + volledig elektrisch) en batterijen mogen niet laden	- 10	- 8	- 6	- 4	- 4	- 2	- 4	- 6	- 8	- 10	- 12	- 12	- 12	- 12	- 6	- 6	- 10	- 12	- 14	- 14	- 14	- 14	- 14	- 12
Sanitair warm water: niet elektrisch verwarmen	- 20	- 20	- 20	- 20	- 20	- 20	- 125	- 175	- 225	- 225	- 225	- 175	- 138	- 100	- 50	- 50	- 88	- 125	- 175	- 175	- 125	- 75	- 20	- 20
Bij elektrische verwarming, temperatuur verlagen tot max 18°C	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400	- 400
Verlaging industriële productie met 50%	- 650	- 613	- 600	- 575	- 588	- 638	- 775	- 775	- 775	- 775	- 775	- 775	- 775	- 775	- 775	- 775	- 763	- 763	- 750	- 738	- 725	- 738	- 725	- 713
Telewerk verplicht (+ burelen energetisch afschakelen)	-	-	-	-	-	-	-	- 29	- 59	- 88	- 117	- 117	- 117	- 117	- 117	- 117	- 117	- 88	- 59	- 29	-	-	-	-
Niet essentiële winkels sluiten	-	-	-	-	-	-	-	- 31	- 61	- 92	- 92	- 92	- 92	- 92	- 92	- 92	- 92	- 92	- 92	- 61	- 31	-	-	-
Verlichting parkings + reclame verlichting doven	- 30	- 30	- 30	- 30	- 30	- 30	- 64	- 64	- 30	- 30	- 30	- 30	- 30	- 30	- 30	- 30	- 30	- 64	- 64	- 64	- 64	- 64	- 64	- 30
Geen treinverkeer (goederen + personen + intentionaal)	- 100	- 100	- 100	- 100	- 100	- 200	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 300	- 200	- 100	- 100
TOTAAL	-1.481	-1.390	-1.320	-1.238	-1.250	-1.398	-1.849	-2.048	-2.201	-2.328	-2.405	-2.380	-2.373	-2.339	-2.287	-2.256	-2.297	-2.451	-2.595	-2.533	-2.408	-2.055	-1.813	-1.597

Annexe 3: Liste des postes à haute tension impliqués dans le plan de déconnexion manuelle de la charge, puissance par zone et par tranche (confidentielle)

Annexe 4: Registre des activations et des décisions ministérielles qui permettent l'activation manuelle en cas de pénurie d'électricité et de phénomènes soudains

Tranche	Date	Heure de début	Heure de fin	Décision ministérielle/remarque

Annexe 5 : Liste des postes haute tension concernés par le plan de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse en 2023 (confidentielle)

Annexe 6 : Liste des postes à haute tension concernés par le plan de déconnexion automatique de la charge tel en fréquence basse qu'envisagé à l'horizon 2027 (confidentielle)

Annexe 7 : Note de conception LFDD (confidentielle)