

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 (RTF). La version confidentielle de ce document a été approuvée par le ministre de l'Énergie, à l'exception des aspects mentionnés dans l'arrêté ministériel correspondant du 19 décembre 2019.
Version	1.01
Date	16-09-2019
Statut	<input type="checkbox"/> Draft <input checked="" type="checkbox"/> Version finale approuvée par le ministre de l'Énergie

Versions précédentes

Version	Date	Auteur	Résumé des modifications
1.00	18.12.2018	ELIA	Remarques de la CREG, de la DG Énergie du SPF Économie et du CGCCR 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	12
5	Classification des états du réseau	13
	5.1 État normal.....	13
	5.2 État d'alerte.....	14
	5.3 État d'urgence.....	15
	5.4 État de black-out.....	16
	5.5 État de reconstitution.....	16
6	Rôles et responsabilités des entités dans le contexte du Plan de défense du réseau	17
	6.1 Gestionnaires de réseau de transport	17
	6.2 Utilisateurs significatifs du réseau	17
	6.2.1 Exploitants d'unités de production d'électricité (PGM).....	17
	6.2.2 Installations de consommation raccordées au réseau de transport	18
	6.2.3 Gestionnaires de réseau fermé de distribution (GRFD) raccordés au réseau de transport	18
	6.3 Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)	18
	6.4 Responsables d'équilibre (BRP)	19
	6.5 Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP).....	19
7	Procédures du Plan de défense du réseau	20
	7.1 Procédure de gestion des écarts de fréquence	20
	7.1.1 Critères d'urgence relatifs à la fréquence	20
	7.1.2 Description et objectifs.....	21
	7.1.3 Mesures de la procédure de gestion des écarts de fréquence.....	21
	7.2 Procédure de gestion des écarts de tension.....	24
	7.2.1 Description et objectifs.....	24
	7.2.2 Critères d'activation.....	25
	7.2.3 Procédure.....	25
	7.3 Procédure de gestion des flux de puissance	27
	7.3.1 Description et objectifs.....	27
	7.3.2 Mesures préalables	27
	7.3.3 Critères d'activation.....	27
	7.3.4 Procédure de gestion des flux de puissance	27
	7.4 Procédure d'assistance en puissance active.....	29
	7.4.1 Description et objectifs.....	29
	7.4.2 Actions précédentes conformément aux Règles de balancing et à l'Accord opérationnel du bloc RFP	29
	7.4.3 Critères d'activation.....	30
	7.4.4 Procédure.....	30

7.5	Procédure en cas de pénurie	31
7.5.1	Description et objectifs.....	31
7.5.2	Communication en cas de détection de pénurie	31
7.6	Procédure de délestage manuelle de la charge nette (confidentielle)	33
7.7	Assistance et coordination inter-GRT en état d'urgence	33
7.7.1	Procédure de gestion des écarts de tension.....	34
7.7.2	Procédure pour la gestion des flux d'électricité	34
7.7.3	Procédure d'assistance en puissance active.....	34
7.8	Système de réglage automatique de la sous-fréquence	35
7.8.1	Description et objectifs.....	35
7.8.2	Mode de réglage restreint à la sous-fréquence	35
7.8.3	Changement de mode de fonctionnement et déconnexion automatiques des unités de stockage d'énergie	36
7.8.4	Plan de délestage automatique de la charge nette en fréquence basse, plan LFDD (confidentiel)	37
7.8.5	Vue d'ensemble des actions automatiques lors de l'écroulement de la fréquence du réseau	37
7.9	Système de réglage automatique de la surfréquence.....	39
7.9.1	Description et objectifs.....	39
7.9.2	Mode de réglage restreint à la surfréquence.....	39
7.9.3	Comportement automatique des unités de stockage d'énergie....	40
7.9.4	Comportement automatique des interconnexions HVDC	40
7.10	Système automatique contre l'écroulement de tension	41
7.10.1	Description et objectifs.....	41
7.10.2	Critères d'activation.....	41
7.10.3	Procédure.....	41
7.10.4	Résumé du fonctionnement	41
8	Échange d'informations en état d'urgence, de black-out ou de reconstitution.....	43
8.1	Notification « Emergency ELIA »	43
8.1.1	Description	43
8.1.2	Critères d'activation.....	44
8.2	Notification « Blackout ELIA »	45
8.2.1	Notification de black-out par ELIA aux parties prenantes concernées 45	
8.2.2	Notification de black-out par ELIA aux pouvoirs publics (confidentielle).....	45
8.3	Notification "Grid Restoration ELIA"	45
9	Exigences en matière de communication.....	47
10	Définitions et acronymes.....	48
11	Liste des mesures et délais de mise en œuvre.....	55
11.1	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par le GRT sur ses installations	55
11.2	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par les USR identifiés sur leurs installations	55
11.3	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par les GRD sur leurs installations.....	55
12	Liste des documents connexes	56
12.1	Documents uniquement disponibles en interne.....	56
12.2	Documents disponibles en externe avec la classification diffusion restreinte 56	
12.3	Documents disponibles en externe.....	56
	Annexe 1 : Liste des USR identifiés en vertu de l'art. 11(4), point c) du NC E&R (confidentielle).....	57
	Annexe 2: Tableau récapitulatif des mesures de limitation de la demande (confidentielle)	57

Annexe 3: Liste des postes à haute tension impliqués dans le Plan de délestage, puissance par zone et par tranche (confidentielle)57

Annexe 4: Registre des activations et des décisions ministérielles qui permettent l'activation manuelle en cas de pénurie d'électricité et de phénomènes soudains.....57

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, en tenant compte des prescriptions du Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (NC E&R) 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 et l'accès à celui-ci (le RTF), d'autres dispositions législatives pertinentes 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.

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.

Conformément à l'article 378 du RTF, sans préjudice du NC E&R et sans préjudice de la SOGL, **le code de sauvegarde** établi en exécution des articles 312 à 315 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci **reste applicable jusqu'à la date d'entrée en vigueur** du Plan de défense du réseau visé à l'article 261 §1 du RTF.

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 E&R, 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 E&R, 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 :

- Le développement et l'évolution de son réseau depuis le dernier réexamen ou la première conception ;
- Les capacités des nouveaux équipements installés sur les réseaux de transport et de distribution depuis le dernier réexamen ou la première conception ;

¹ Les états du réseau sont décrits dans le paragraphe 5

- Les USR entrés en activité depuis le dernier réexamen ou la première conception, ainsi que leurs capacités et les services pertinents apportés ;
- Les essais réalisés et l'analyse des incidents sur le réseau, conformément à l'article 56(5) de la SOGL ; et
- Les données d'exploitation recueillies en fonctionnement normal et après une perturbation.

Conformément à l'article 6(1) du NC E&R, lors de la conception ou de la révision de son Plan de reconstitution, 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 :

- Assistance et coordination inter-GRT en état d'urgence (paragraphe 7.7)
- Procédure de gestion de l'écart de fréquence (paragraphe 7.1)
- Procédure d'assistance en puissance active (paragraphe 7.4)

ELIA a fourni en juin 2019 les documents nécessaires à Coreso (le coordinateur de sécurité régional). Dans les 3 mois suivant la réception des documents, Coreso établira un rapport technique concernant la cohérence des mesures.

La version non confidentielle du Plan de défense du réseau sera ajoutée en annexe aux 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 ont été retenus.

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	Tension		Fréquence		Import	(production + import) < consommation	
		trop élevé	trop basse	trop élevée	trop basse	trop élevée	trop élevé		
MESURES DE DEFENSE 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	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	x
		Délestage de chaudières électriques à accumulation				x		x	x
		Activation procédure pénurie							x
		Délestage de charge automatique				x			
		Assistance inter-GRT		x	x	x	x	x	x
		Délestage de charge manuel	x	x				x	x

Tableau 1 : Aperçu des mesures de défense

2 Cadre juridique

Le NC E&R 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.

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

2.1 Compétences d'approbation

Conformément à l'article 4(5) du NC E&R, le gestionnaire belge de réseau de transport informe l'ARN ou toute autre entité définie par l'État membre du Plan de défense du réseau au plus tard le 18 décembre 2018.

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 E&R.

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 Plan de défense du réseau au ministre de l'Énergie avant le 18 décembre 2018. ELIA a transmis une première proposition au ministre le 18 décembre 2018. Le 26 juin 2019, ELIA a reçu un courrier du ministre lui demandant d'introduire une nouvelle proposition adaptée en septembre 2019. Le 30 septembre 2019, ELIA a transmis une proposition adaptée au ministre.

Conformément à l'article 2 de l'arrêté ministériel partant l'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 est approuvée, à l'exception de quelques aspects mentionnés.

Il est fait référence à certains endroits du présent Plan de défense du réseau à d'autres documents connexes. Le paragraphe 12 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 7.8.34), soit de manière manuelle selon la procédure de délestage manuelle 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 E&R prévoit 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 active, 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 E&R.

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 :

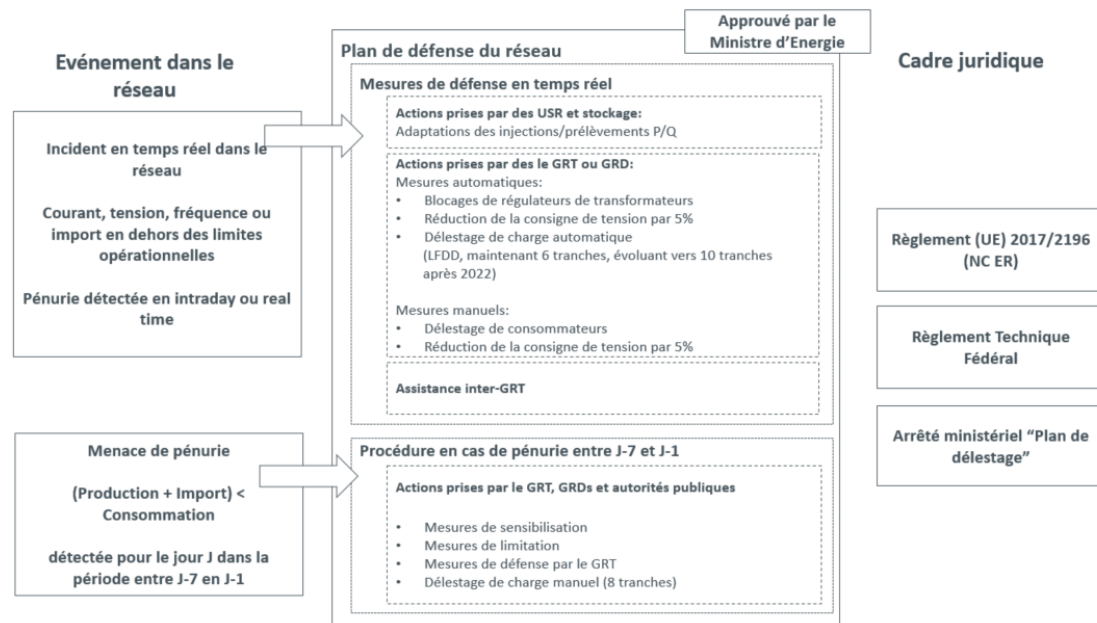


Figure 1 : Aperçu des événements possibles sur le réseau, des mesures de défense et du cadre légal

3 Conditions d'activation du Plan de défense du réseau

Les procédures automatiques du Plan de défense du réseau sont activées lorsque les conditions sont remplies conformément aux paragraphes 7.8, 7.9 et 7.10 en coordination avec les USR et GRD identifiés, les GRT concernés et les fournisseurs de services de défense.

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 de la 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 de la 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 E&R.

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 E&R, 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 E&R, la liste des USR identifiés et la liste des USR de haute priorité pour le Plan de défense du réseau sont transmises chaque année avant le 1^{er} octobre 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 E&R conformément à l'article 2(2) du NC E&R :

- 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 E&R ;
- 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 de la 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 réseau² 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

² 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.

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 éléments suivants :

- **Raccordements prioritaires** comme spécifiés dans l'article 261, § 6, du RTF.
- **Couplages supplémentaires** qui peuvent être définis par le ministre de l'Économie ou de l'Énergie en concertation avec les GRT et les GRD concernés comme défini dans l'article 261, § 6, du RTF, pour lesquels les ministres ont donné l'instruction de réalimentation.
- **Câbles injectant structurels**, tels que définis dans l'arrêté ministériel « Plan de délestage ».

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, § 6, du RTF ;
- l'arrêté ministériel « Plan de délestage ».

Les principes de déconnexion et de remise sous tension des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité en cas de délestage **manuel** des charges s'appliquent comme expliqué au paragraphe 7.6.

Les principes de déconnexion et de remise sous tension des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité en cas de délestage **automatique** des charges s'appliquent comme expliqué au paragraphe 7.8.4.

En cas d'interruption des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité, ELIA et les exploitants d'autres réseaux coopèrent et utilisent tous les moyens disponibles pour rétablir le plus rapidement possible l'approvisionnement des USR de haute priorité.

5 Classification des états du réseau

L'article 18 de la SOGL contient des prescriptions harmonisées pour la gestion du réseau pour les GRT, les coordinateurs de sécurité régionale (CSR), les GRD et les USR. Elles définissent divers états de réseau critiques (état normal, état d'alerte, état d'urgence, état de black-out et état de reconstitution), définis dans les paragraphes suivantes.

5.1 État normal

Un 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, tels que les lignes aériennes (Cu, AL), les câbles souterrains, les transformateurs, etc., les 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 de la 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 de la SOGL, et qui se compose des groupes repris ci-dessous :

a) Éléments de réseau du réseau belge :

- Lignes 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.

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.

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 et NorNed.

5.2 État d'alerte

Un 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, tels que les lignes aériennes (Cu, AL), les câbles souterrains, les transformateurs, etc., les 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 de la 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'entière 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

Un 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, tels que les lignes aériennes (Cu, AL), les câbles souterrains, les transformateurs, etc., les conditions ambiantes (vent, rayonnement solaire, température, etc.)
- 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) de la 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 de la 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 CSR ;

- Pour les CSR, 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

Un 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 demande³** 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

Un 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.

³ 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)⁴
- Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)⁵
- Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)
- 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.

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 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.

En cas de déconnexion de PGM pour des raisons de sécurité de fonctionnement, le rétablissement du raccordement au réseau doit être coordonné en temps réel avec ELIA. Par

⁴ Voir la liste des USR au paragraphe 4.

⁵ 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 ».

conséquent, la connexion automatique au réseau après une perturbation n'est pas autorisée. Ceci est également valable pour les PGM avec une puissance active maximale inférieure à 25 MW.

Les opérateurs de PGM prendront toutes les mesures appropriées pour suivre les instructions d'ELIA sans délai injustifié.

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.

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 point 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.

6.3 Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)

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

Chaque GRD exécutera les actions nécessaires à l'exécution du plan de délestage, selon les instructions d'ELIA, en tenant compte de la législation régionale et dans la mesure où les moyens techniques sont à la disposition des GRD.

Chaque GRD 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 (confidentielle).

Chaque GRD 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.

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 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.

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 ou dans le RTF demeurent valables.

7 Procédures du Plan de défense du réseau

Conformément à l'article 11(5) du NC E&R, 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 manuelle 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 à l'arrêté ministériel « Plan de délestage ».

7.1 Procédure de gestion des écarts de fréquence

7.1.1 Critères d'urgence relatifs à la fréquence

La Figure 2 indique les critères d'urgence pour l'amplitude et la durée des écarts de fréquence (zones rouges), tels qu'appliqués dans la zone synchrone Europe continentale.

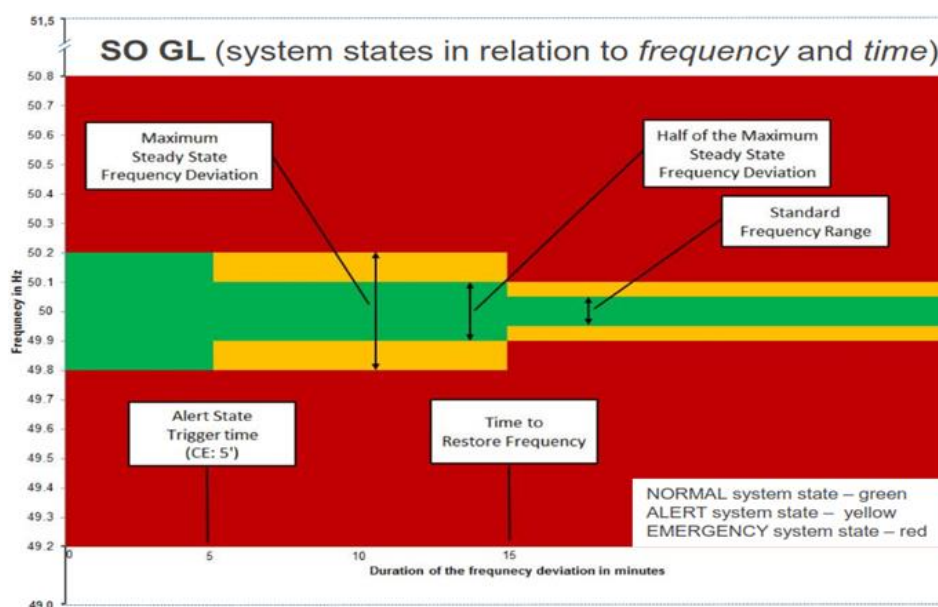


Figure 2: Critères d'urgence pour l'amplitude et la durée des écarts de fréquence

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 E&R.

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**⁶.

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

La procédure de gestion de la fréquence qui vise à rétablir la fréquence à la fréquence nominale après une division de la zone synchrone en plusieurs régions synchrones ou pendant la reconstitution du réseau, et fait partie du Plan de reconstitution.

7.1.3 Mesures de la procédure de gestion des écarts de fréquence

Une vue d'ensemble des mesures à prendre en cas d'écarts de fréquence est décrite dans la « procédure opérationnelle zone de déséquilibre d'ELIA » (confidentielle).

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** :

Activation de la **procédure extraordinaire pour la surveillance de la fréquence** et contre-mesures en cas d'importants écarts de fréquence en régime permanent. (confidentielle)

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.

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).

⁶ La nomination d'un pilote de la fréquence est décrite dans le Plan de reconstitution.

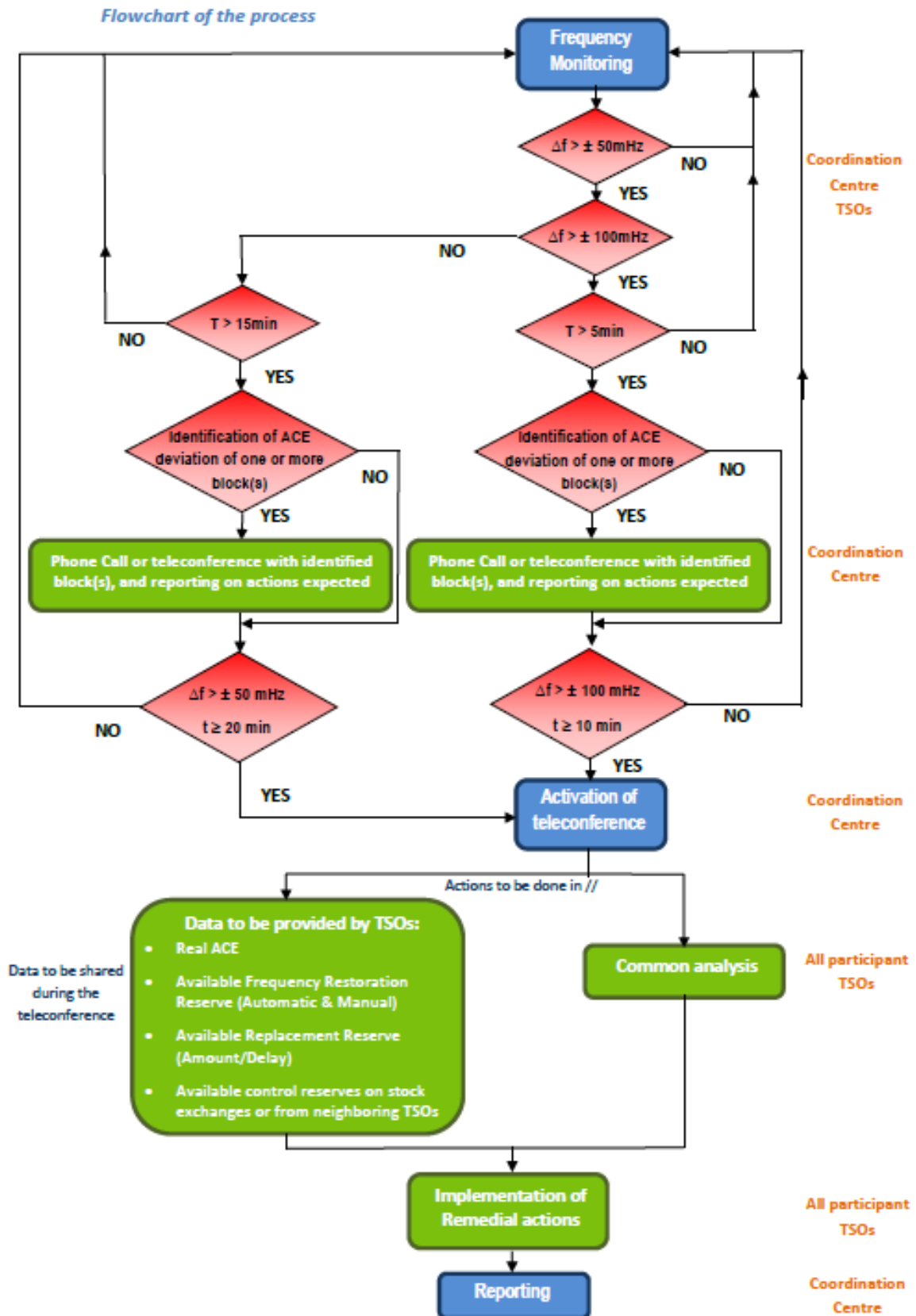


Figure 3 : Schéma général de la procédure extraordinaire pour la surveillance de la fréquence

Si la fréquence en régime permanent est hors de la plage **49,90–50,10 Hz** pendant plus de **15 minutes** :

- Activation manuelle de la notification **Emergency ELIA**

7.1.3.1 En cas de sous-fréquence

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

- Activation automatique de la notification **Emergency ELIA**
- Le régulateur de restauration de la fréquence de la zone RFP passera automatiquement en **mode gelé**, pour permettre au SE (System Engineer) d'ELIA d'évaluer la situation et de prendre le contrôle manuel. Cela signifie que les valeurs de consigne de puissance active des PGM qui participent à l'aFRR demeureront inchangées. Jusqu'à ce qu'il soit débloqué, le régulateur de restauration de la fréquence de la zone RFP reste passif et le signal Area Control Error (ACE) n'est plus réglé automatiquement sur 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**⁷
- Réaction **automatique** des unités de stockage d'énergie comme décrit dans le paragraphe 7.8.3
- Si la fréquence en régime permanent descend **en dessous de 49,70 Hz** :
 - Les centrales d'accumulation par pompage hydraulique, fonctionnant en mode pompage, sont automatiquement arrêtées par un relais de fréquence local.
 - 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 de distribution.
- Afin de stabiliser la fréquence et pour autant que la vitesse de variation de la fréquence le permette, ELIA peut adresser une demande de **modification de la valeur de consigne de puissance active** de certains 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.
- Si cela s'avère nécessaire pour stabiliser la fréquence, ELIA peut déconnecter les **USR suivants** directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD 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.

⁷ Conformément au NC RfG.

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.

- En dernier recours : activation de la procédure de délestage manuelle de la charge nette décrite dans le paragraphe 7.6.

Une fois la fréquence stabilisée, la procédure de gestion 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 E&R. La CREG émet un avis sur le caractère opportun des actions prises.

7.1.3.2 En cas de surfréquence

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

- Activation automatique de la notification **Emergency ELIA**
- Activation **automatique** du **LFSM-O⁸**

Si cela s'avère nécessaire pour stabiliser la fréquence, ELIA peut déconnecter les **USR suivants** directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD 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 E&R. 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 E&R.

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.

⁸ Conformément au NC RfG.

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 E&R :

- 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).
 - 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. Si ELIA est en état d'urgence, elle peut demander un soutien en matière de tension à Tennet NL et RTE.

7.2.3 Procédure

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.
- Sur la base des résultats de l'analyse, ELIA pourrait prendre les actions suivantes :
 - Utilisation de dispositifs de puissance réactive (changeurs de prise, réacteurs, batteries de condensateurs, SVC, etc.) en coordination avec les GRD ou GRFD ;
 - Demander (ou contrôler le cas échéant) un soutien supplémentaire en matière de tension/puissance réactive aux PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW ;
 - Demander des valeurs maximales ou minimales de puissance réactive à des PGM spécifiques d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW, si cela est jugé nécessaire et sûr ;
 - Demander un soutien supplémentaire en puissance réactive du convertisseur HVDC raccordé au poste de Gezelle (Nemolink), ou de tout autre futur convertisseur HVDC raccordé au réseau de transport belge. ELIA peut demander à NLL de produire ou d'absorber de la puissance réactive

supplémentaire (via un décalage Mvar manuel). Une telle demande doit être formulée par ELIA par téléphone à NLL, comme indiqué à l'annexe N du protocole opérationnel⁹.

- Demander le soutien en puissance réactive de Tennet NL ou de RTE pour mettre à disposition des capacités supplémentaires de puissance réactive.
- Si les mesures énumérées ci-dessus ne suffisent pas, ELIA peut décider d'activer la procédure de délestage manuelle de la charge nette décrite au paragraphe 7.6 du présent document.

⁹ Ce document est uniquement disponible au sein d'ELIA et n'est pas soumis pour approbation.

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 E&R. 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 (confidentielle).

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 :
 - Déconnexion/reconnexion des USR identifiés
 - Modification des valeurs de consigne des USR identifiés. Les instructions peuvent être données directement au centre de contrôle de l'USR ou par l'intermédiaire du 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 ou des GRFD :
 - PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW.
 - Installations de consommation raccordées au réseau de transport et réseaux fermés de distribution raccordés au réseau de transport ;
 - Réseaux HVDC
- 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 délestage 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 manuelle 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 E&R. 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

La présente procédure est conçue conformément à l'article 21 du NC E&R. **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) :

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

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 non CIPU ;
- Les nominations à J-1 pour les unités CIPU¹⁰ et le Nomination Reserve Transfer (NRT) via le marché secondaire infrajournalier.

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

Le System Operator d'ELIA décide d'activer l'état d'alerte.

- **Activer toutes les réserves d'énergie d'équilibrage disponibles**, conformément à la « procédure opérationnelle déséquilibre zone ELIA » (confidentielle) au moment de l'absence d'adéquation dans la zone de contrôle.

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>

¹⁰ À l'avenir, toutes les nominations devront être consignées sur BMAP.

- **Activer le signal Balancing Warning¹¹** 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.
- **Activer la flexibilité faiblement coordonnée et lente (Low Coordinable and Slow flexibility)**

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 toute suspension éventuelle des activités de marché ou délestage manuel des charges.

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 du NC E&R. En fonction de la capacité transfrontalière disponible et des flux de puissance sur le réseau, le System Engineer d'ELIA décide de demander aux gestionnaires des réseaux voisins d'activer des réserves dans leur zone de contrôle. Ces accords avec chaque gestionnaire de réseau voisin sont définis dans l'AGSOM correspondant.

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 déconnecter les accumulateurs de chaleur et les chaudières.
 - Réduire de 5 % la valeur de consigne du contrôle automatique de la tension des transformateurs de distribution, comme décrit dans le paragraphe 7.1.3.1
 - Les centrales d'accumulation par pompage fonctionnant en mode pompage seront arrêtées ou déconnectées, à condition qu'elles n'aient pas déjà été activées par des mécanismes de marché.
- Activation de la procédure de délestage manuelle de la charge nette décrite dans le paragraphe 7.6 du présent document.

¹¹ 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.

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-2 à 18 h, ELIA en informera immédiatement les autorités compétentes et le CGCCR, en lançant la procédure de pénurie.

La **procédure de pénurie** contient les détails du processus [classification diffusion restreinte] et des interactions entre ELIA et les autorités compétentes, conformément à l'arrêté ministériel « Plan de délestage ».

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, lors du second semestre 2018.

La 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 (confidentielle).

ELIA exécutera la procédure de pénurie conformément à ses procédures internes

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

Afin d'éviter un délestage manuelle 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-2 à 18 h, elle en informe immédiatement les autorités publiques et le CGCCR.

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 CGCCR, sur le volume, les lieux et la période ainsi que les mesures proposées.

ELIA utilise la page web www.offon.be 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-2 à 18 h, ELIA en informera immédiatement le CGCCR et le ministre de l'Énergie.

7.6 Procédure de délestage manuelle de la charge nette (confidentielle)

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

La présente procédure est conçue conformément à l'article 14 du NC E&R.

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. 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 correspondants¹².

Si ELIA demande le soutien d'autres GRT qui ne sont pas couplés 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 entre le Royaume-Uni et la Belgique, elle peut consister à réaliser les actions spécifiées dans la « Procedure for activation of Emergency Assistance NGESO » (confidentielle).

Pour les nouvelles interconnexions HVDC, les procédures seront basées sur les protocoles opérationnels pertinents.

Une « mesure d'urgence » contient l'une des actions suivantes :

- Action d'urgence locale : soutien additionnel pour la tension/puissance réactive ;
- Aide d'urgence entre les GRT ;
- Instructions d'urgence.

ELIA peut procéder au délestage 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

¹² 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.

impactés. 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 E&R. 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 E&R, 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 E&R, 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 E&R.

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

- Un plan de délestage automatique de la charge nette en fréquence basse (LFDD), voir paragraphe 7.8.4 ; et
- 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.

7.8.2 Mode de réglage restreint à la sous-fréquence

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 PGM ayant une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW 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.

En cas d'activation du LFSM-U, la réponse LFSM-U des PGM fournissant des FCR doit reprendre à partir de l'activation globale des FCR à compter de l'intervention LFSM-U.

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), de la SOGL, les PGM doivent augmenter 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 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.

ELIA doit tenir compte des actions coordonnées précédemment 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 réglage de 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).

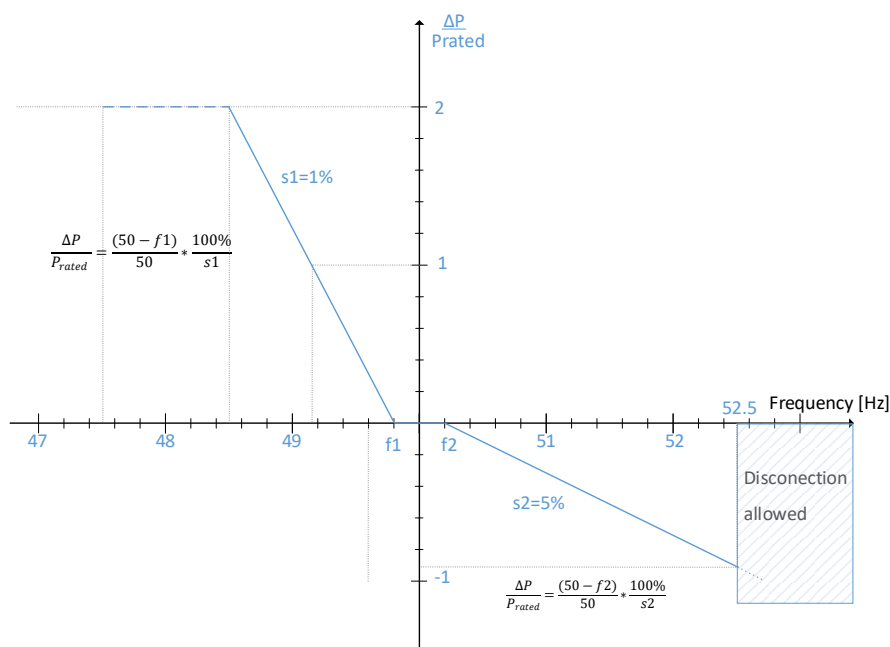
Lorsque la vitesse de variation de la fréquence le permet, l'activation du mode de réglage restreint à la sous-fréquence devrait avoir lieu avant l'activation du système de délestage automatique de la charge nette en fréquence basse.

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

Les unités de stockage d'énergie 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 4.

Les unités de stockage d'énergie qui fonctionnent en mode de charge se déconnectent automatiquement à un seuil de fréquence aléatoire entre 49,01 Hz et 49,2 Hz¹³. Cette plage permet d'éviter la déconnexion d'un grand nombre d'unités de stockage à un seuil de fréquence spécifique.

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 4: Réponse en fréquence de puissance active des unités de stockage d'énergie

¹³ Cette plage de fréquence est spécifiée dans l'accord de raccordement des unités de stockage d'énergie.

7.8.4 Plan de délestage automatique de la charge nette en fréquence basse, plan LFDD (confidentiel)

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
 - Activation du LFSM-U
 - Le régulateur pour la restauration de la fréquence de la zone RFP (contrôle aFRR) passe en « mode gelé »
 - Les dispositifs de stockage d'énergie ajusteront automatiquement leur injection/prélèvement d'énergie en fonction du réglage de statisme tel que mentionné dans le paragraphe 7.8.3.
- Lorsque $f = 49,70$ Hz
 - Activation de l'action U-5 %, comme décrit dans le paragraphe 7.1.3.1
 - Arrêt des accumulateurs électriques de chaleur et des chaudières
 - Les centrales d'accumulation par pompage hydraulique en mode pompage sont arrêtées
- Lorsque $49 \text{ Hz} < f < 49,20 \text{ Hz}$:
 - Déconnexion automatique des unités de stockage lorsqu'elles fonctionnent encore en mode charge
- Lorsque $f = 49,00$ Hz :
 - Activation du plan de délestage automatique de la charge nette en fréquence basse.
- Lorsque $f = 48,50$ Hz :
 - Le plan de délestage automatique a été complètement activé.
- Lorsque $f < 48,50$ Hz :
 - Les PGM pourraient se déconnecter du réseau, ce qui accélérerait l'effondrement de la fréquence.

Ces mesures sont résumées à la Figure 5.

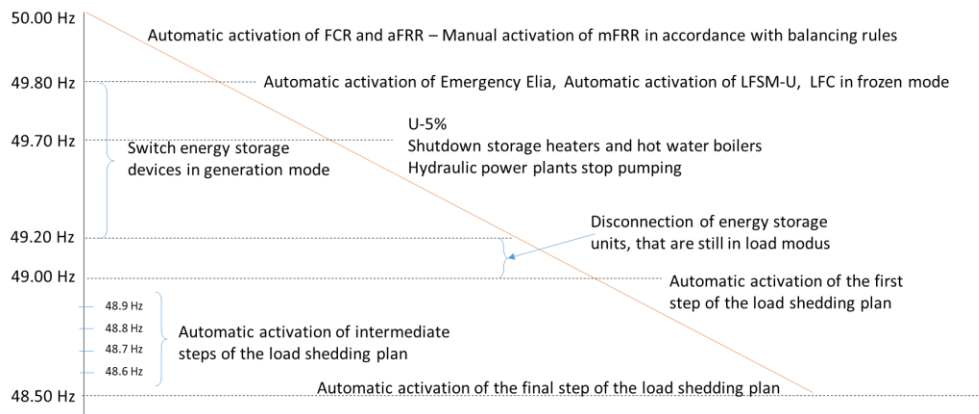


Figure 5: Actions automatiques en cas de baisse de fréquence

7.9 Système de réglage automatique de la surfréquence

7.9.1 Description et objectifs

Les mesures du système de réglage automatique de la surfréquence, dans le cadre du Plan de défense du réseau, sont conçues conformément à l'article 16 du NC E&R. Ce système vise à éviter une potentielle déconnexion massive des PGM en cas de fréquences trop élevées, avec un risque d'effondrement du réseau. Le système de réglage automatique de la surfréquence conduit à une diminution automatique de la puissance active totale injectée dans chaque zone RFP de la zone synchrone Europe continentale.

7.9.2 Mode de réglage restreint à la surfréquence

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 surfréquence (LFSM-O) doit être 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), de la 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.

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

ELIA établit son système de réglage automatique de la surfréquence en tenant compte des aptitudes des unités de production d'électricité en ce qui concerne le mode de réglage restreint à la surfréquence 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 E&R. 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 doit tenir 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 E&R, les GRT du groupe régional 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

Les unités de stockage d'énergie 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 4.

Les unités de stockage d'énergie ajusteront automatiquement leur injection ou leur prélèvement en fonction de la Figure 4 lorsque la fréquence est supérieure à 50,20 Hz.

7.9.4 Comportement automatique des interconnexions HVDC

Le LFSM-O est automatiquement activé sur l'interconnexion HVDC Belgique-Royaume-Uni lorsque la fréquence en Belgique dépasse 50,20 Hz et entraîne une réduction du flux de puissance active du Royaume-Uni vers la Belgique *ou une augmentation du flux de puissance active de la Belgique vers le Royaume-Uni* de maximum XXX MW selon un réglage de statisme de XXX %.

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).

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 E&R.

Différents systèmes 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 des régleurs en charge de transformateur sur les transformateurs de distribution et d'interconnexion 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 des régleurs en charge de transformateur dans le **but d'éviter un écroulement de tension en bloquant la régulation de tension** sur les transformateurs de distribution.

Le régulateur de régleur des transformateurs HT/MT contient une fonction de blocage dans le cas où la tension du côté primaire diminue de 5 % par rapport à la tension nominale.

Si la tension du côté primaire descend en dessous de 95 % de la tension nominale, 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 de distribution entre le réseau ELIA et les réseaux de distribution
- Les transformateurs d'interconnexion de 220/70 kV et 150/36 kV entre réseaux de transport.

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.

Le délestage 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 95 % de la tension nominale.

7.10.3 Procédure

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

7.10.4 Résumé du fonctionnement

a) La méthode de blocage : a lieu sur place sur la base des tensions mesurées localement.

- b) Le seuil de fréquence au point de raccordement : si la tension du côté primaire diminue de 5 % par rapport à la tension nominale, le régulateur en charge de transformateur est bloqué.
- c) Le sens du flux de la puissance réactive n'est pas pris en compte comme critère de blocage.
- d) Le laps de temps maximum entre la détection du seuil et le blocage est de quelques millisecondes, sans délai injustifié.

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 établi conformément aux articles 38 et 40 du NC E&R.

8.1 Notification « Emergency ELIA »

8.1.1 Description

La notification « Emergency ELIA » vise à informer 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.

Si aucune action du Plan de défense du réseau n'est requise, la notification « Emergency ELIA » ne doit pas être envoyée¹⁴.

Toutefois, si les critères de l'état d'urgence (voir paragraphe 5.3) sont remplis, ELIA doit informer les autres GRT en réglant l'état du système sur « État d'urgence » dans le système d'alerte Entso-E, si c'est pertinent pour les autres GRT.

Lorsqu'elles reçoivent la notification « Emergency ELIA », les entités sont averties qu'elles doivent **rester prêtes à suivre les instructions d'ELIA sans retard indu**.

La notification « Emergency ELIA » est envoyée par le Centre de contrôle national d'ELIA de Scada à Scada, via le protocole TASE2, aux entités suivantes (susceptibles d'exécuter les actions demandées par ELIA en cas d'activation de l'« Emergency ELIA ») :

- Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)
- Responsables d'équilibre (BRP) exploitant des PGM
- Opérateurs de PGM (qui ne sont pas des BRP)
- Fluxys Belgium (gestionnaire de réseau de transport de gaz)
- Autres entités concernées qui disposent d'un système SCADA

Les BRP qui exploitent des PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW ou une interconnexion HVDC doivent arrêter tous les essais et doivent être prêts à exécuter les autres instructions émises par ELIA sans délai injustifié.

Lorsque l'état du réseau revient à l'état normal ou à l'état d'alerte, ELIA envoie une notification indiquant que le réseau n'est plus en état d'urgence.

Les GRD, les BRP et les autres entités concernées sont priés d'accuser la bonne réception par un opérateur humain des signaux ON et OFF.

La notification « Emergency ELIA » est envoyée par ELIA aux entités suivantes qui ne disposent pas d'un système SCADA :

- Opérateurs désignés du marché de l'énergie (NEMO)
- Autorités de régulation et pouvoirs publics pertinents (CREG, DG Énergie et CGCCR)
- Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)
- Utilisateurs significatifs du réseau (USR)

¹⁴ Il n'y a pas de relation directe entre l'activation de l'état d'urgence dans le système d'alerte Entso-E et l'envoi du signal « Emergency ELIA ».

- Autres entités concernées

ELIA étudiera les canaux de communication les plus appropriés pour informer les parties prenantes simultanément, tels que site web, WhatsApp, sms, Imessage, rss, Twitter, etc. L'enregistrement préalable à ces services d'information sera requis de la part des entités intéressées. La mise en œuvre détaillée est prévue en 2019 et des informations pratiques seront communiquées par ELIA aux parties prenantes dans le courant de l'année 2019.

8.1.2 Critères d'activation

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

- Le réseau est en état d'urgence conformément à l'article 18(3), de la 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
- La fréquence dépasse 50,20 Hz

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) et des mises à jour de la procédure de reconstitution.

Si les critères pour l'état de black-out sont remplis, ELIA doit informer les autres GRT en réglant l'état du réseau sur « Blackout » dans le système d'alerte Entso-E (EAS).

Lorsqu'ils reçoivent la notification « Blackout ELIA », les utilisateurs du réseau sont avertis qu'ils doivent **rester prêts à suivre les instructions d'ELIA sans délai indu**.

Lorsque l'état du réseau revient à l'état normal ou à l'état d'alerte, ELIA envoie une notification indiquant que le réseau n'est plus en état de black-out.

La notification « Blackout ELIA » est envoyée par ELIA aux entités suivantes :

- Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)
- Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)
- Responsables d'équilibre (BRP)
- Opérateurs désignés du marché de l'énergie (NEMO)
- Autorités de régulation et pouvoirs publics pertinents (CREG, DG Énergie et CGCCR)
- Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)
- Utilisateurs significatifs du réseau (USR)
- Coreso (centre régional de sécurité)
- Fluxys Belgium (gestionnaire de réseau de transport de gaz)
- Autres entités concernées

ELIA étudiera les canaux de communication les plus appropriés pour informer les parties prenantes simultanément, tels que site web, protocoles scada-to-scada, e-mail, sms, etc. L'enregistrement préalable à ces services d'information est requis de la part des entités intéressées. La mise en œuvre détaillée est prévue en 2019 et des informations pratiques seront communiquées par ELIA aux parties prenantes dans le courant de l'année 2019.

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 E&R.

Les informations suivantes seront communiquées par Elia en temps utile :

- La date et l'heure auxquelles le réseau est entré en état de reconstitution
- La cause de l'état de reconstitution : black-out ou séparation du réseau
- Des mises à jour sur la reconstitution du réseau

Si les critères pour l'état de reconstitution (voir paragraphe 5.5) sont remplis, ELIA devrait informer les autres GRT en réglant l'état du réseau sur « Reconstitution » dans EAS.

Lorsqu'ils reçoivent la notification « Grid Restoration ELIA », les utilisateurs du réseau sont avertis qu'ils doivent **rester prêts à suivre les instructions d'ELIA sans délai indu**.

Lorsque l'état du réseau revient à l'état normal ou à l'état d'alerte, ELIA envoie une notification indiquant que le réseau n'est plus en état de reconstitution.

La notification « Grid Restoration ELIA » est envoyée par ELIA aux entités suivantes :

- Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)
- Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)
- Responsables d'équilibre (BRP)
- Opérateurs désignés du marché de l'énergie (NEMO)
- Autorités de régulation
- Pouvoirs publics
- Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)
- Utilisateurs significatifs du réseau (USR)
- Coreso (centre régional de sécurité)
- Fluxys Belgium (gestionnaire de réseau de transport de gaz)
- Autres entités concernées

ELIA étudiera les canaux de communication les plus appropriés pour informer les parties prenantes simultanément, tels que site web, protocoles scada-to-scada, sms, e-mail, rss, etc. L'enregistrement préalable à ces services d'information est requis de la part des entités intéressées. La mise en œuvre détaillée est prévue en 2019 et des informations pratiques seront communiquées par ELIA aux parties prenantes dans le courant de l'année 2019.

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 Exigences en matière de communication

L'échange d'informations est un sujet essentiel pour garantir la sécurité opérationnelle du réseau de transport pendant chaque état du réseau, y compris les états d'urgence, de black-out et de reconstitution. Pour être en mesure de recueillir toutes les informations nécessaires auprès de toutes les parties concernées dans n'importe quel état du système, il est important d'établir une communication fiable entre tous les acteurs, même lorsque le réseau de communication public ne fonctionne plus.

ELIA mettra tout en œuvre pour pouvoir envoyer à temps les notifications mentionnées au paragraphe 8 aux parties prenantes.

Lors des différents états du réseau, ELIA veillera à une sécurité d'exploitation maximale des canaux de communication qu'elle gère. Conformément aux considérations préalables au NC E&R, ELIA tentera d'obtenir un statut prioritaire en matière de télécommunication auprès de ses fournisseurs de services de communication pour l'utilisation des systèmes de communication publics.

ELIA décline cependant toute responsabilité en matière de fonctionnement des canaux de communication gérés par des parties externes lorsque le réseau se trouve en état d'urgence, de black-out ou de reconstitution.

10 Définitions et acronymes

ACE = Area Control Error: un signal exprimant en temps réel la différence entre les échanges effectifs et programmés d'un pays, corrigée par une proportion de l'écart de fréquence réel. $ACE = \Delta P + K \Delta f$, où ΔP est le déséquilibre de la zone, K est la caractéristique puissance/fréquence de la zone de contrôle et Δf l'écart de fréquence du réseau.

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.

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.

Arrêté ministériel « Plan de délestage » : arrêté ministériel du 3 juin 2005 établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité et mises à jour ultérieures.

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 = Balance Responsible Party : responsable d'équilibre.

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

Câbles injectants structurels : tels que définis dans l'arrêté ministériel « Plan de délestage ».

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.

CGCCR = Centre Gouvernemental de Coordination et de Crise : Centre de crise du gouvernement, aussi appelé Centre de Crise National de l'Intérieur.

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

$CHARGE\ TOTALE = \Sigma\ PRODUCTION\ BRUTE + IMPORTATIONS - EXPORTATIONS - STOCKAGE\ D'ÉNERGIE - FONCTIONNEMENT\ EN\ ÎLOTAGE\ SUR\ LES\ AUXILIAIRES$

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

CIGRE : Conseil International des Grands Réseaux Électriques.

CIPU = Coordination of Injection of Production Units : coordination de l'injection des unités de production.

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

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.

CSR : coordinateur de sécurité régional.

Délestage non sélectif : 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.

Délestage sélectif : interruption manuelle ou automatique des dispositifs d'alimentation dans les postes des GRT ou des GRD, qui ne sont pas classés comme dispositifs d'alimentation 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.

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 Number : 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.

FCR = Frequency Containment Reserves : réserve de maintien de la demande, réserves opérationnelles, pour contenir la fréquence dans une bande prédéfinie après l'incident. Réponse décentralisée des régulateurs de vitesse sur les générateurs individuels. Temps d'activation : 10 à 30 secondes.

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 : l'erreur de contrôle pour le processus de restauration de fréquence qui est égale à l'ACE d'une zone RFP.

FRR = Frequency Restoration Reserves : réserves de restauration de la fréquence : réserves opérationnelles pour rétablir la fréquence à sa valeur normale et pour rétablir le déséquilibre du système à sa valeur normale. Contrôle centralisé. Activation automatique ou manuelle dans les 15 minutes.

GRD : Gestionnaire de réseau de distribution. Lorsque le terme GRD est utilisé dans le présent document, il doit être compris comme le gestionnaire d'un réseau public de distribution. Pour éviter tout doute, les réseaux fermés de distribution raccordés au réseau de transport ou de distribution ne doivent pas être interprétés comme une sous-catégorie d'un GRD dans le présent document.

GRFD : Gestionnaire de réseau fermé de distribution.

GRT = Gestionnaire de réseau de transport : le gestionnaire de réseau de transport exploite le réseau à haute tension et est responsable du transport de l'électricité. Cela comprend la mise à disposition d'un accès au réseau, le contrôle des flux et la garantie d'une gestion ininterrompue de l'équilibre entre production et consommation.

HVDC = High voltage Direct Current : interconnecteur transportant de l'énergie au moyen de la technologie du courant continu à haute tension.

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

LFSM-O = Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency : mode de réglage restreint à la surfréquence, le mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité ou d'un système HVDC dans lequel la production de puissance active est réduite en réponse à une variation de la fréquence du réseau dès que cette dernière est supérieure à une certaine valeur.

LFSM-U = Limited Frequency Sensitive Mode - Underfrequency: mode de réglage restreint à la sous-fréquence, le mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité ou d'un système HVDC dans lequel la production de puissance active est augmentée en réponse à une variation de la fréquence du réseau dès que cette dernière est inférieure à une certaine valeur.

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 : il s'agit à l'heure actuelle d'un poste à haute tension offshore auquel sont raccordés 4 parcs éoliens.

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

NC DCC = Demand Connection Network Code : code de réseau pour le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation. 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 consommation.

NC E&R = 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.

PGM = Power Generating Module : unité de production d'électricité.

Phénomènes soudains : phénomènes qui apparaissent lorsque le réseau est en situation d'urgence ou sont provoqués par une interruption de la production, du transport et de la demande d'électricité (telles que fluctuations de fréquence, chutes de tension, congestions, etc.), qui sont compensées de manière insuffisante ou insuffisamment rapide par une augmentation de production dans la partie concernée de la zone de contrôle ou une augmentation de l'approvisionnement en électricité vers la partie concernée de la zone de contrôle ou par gestion de la demande.

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 délestage : il s'agit de l'arrêté ministériel « Plan de délestage » établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité, qui comprend la procédure de délestage manuelle et le système de délestage automatique de la charge nette en fréquence basse.

Plan de reconstitution : toutes les mesures techniques et organisationnelles nécessaires à la reconstitution du réseau à son état normal.

Point de resynchronisation : 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 : parc non synchrone de générateurs : une unité ou un groupement d'unités de production d'électricité, reliée(s) au réseau soit de manière non synchrone soit par le biais d'électronique de puissance et qui dispose d'un point de raccordement à un réseau de transport, de distribution (y compris à un réseau fermé de distribution) ou HVDC.

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

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 : énergie électrique, exprimée en Watt, qui peut être convertie en d'autres formes d'énergie, p. ex. : en énergie mécanique, thermique, acoustique. La valeur égale à $3 U I \cos(\phi)$, 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.

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= Red Eléctrica 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.

Réglementations régionales :

Région flamande :

- Règlement technique pour la distribution d'électricité dans la Région flamande du 5 mai 2015.
- Arrêté du Gouvernement flamand portant approbation du règlement technique pour la distribution d'électricité dans la Région flamande du 8 janvier 2016.

Région wallonne : 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 arrétant 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.

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.

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 : fournisseur de services de reconstitution, une entité juridique ayant une obligation juridique ou contractuelle de fournir un service contribuant à une ou plusieurs mesures du plan de reconstitution du réseau.

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.

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.

SO = System Operator : opérateur du Centre de contrôle national d'ELIA chargé de la surveillance des réserves d'équilibrage.

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.

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 E&R.

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 consommation 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.

11 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 E&R. Ces dernières sont reprises dans les listes ci-dessous.

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

#	Mesure	Délai de mise en œuvre
1	Adapter Alerte ELIA en Emergency ELIA	date approbation ministre + 1 an ¹⁵
2	Mettre en œuvre la notification « Emergency ELIA », « Blackout ELIA » et « Grid Restoration ELIA »	date approbation ministre + 1 an
3	Mettre en œuvre le système automatique LFDD	18/12/2022
4	Mettre à niveau les systèmes du « code de sauvegarde » dans l'EMS conformément au présent nouveau Plan de défense du réseau.	date approbation ministre + 1 an

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

#	Mesure	Délai de mise en œuvre
1	Mettre en œuvre la réception en bon ordre des différentes notifications envoyées par ELIA, comme décrit dans le paragraphe 8. ELIA consultera les parties prenantes pour définir les modalités pratiques dans les prochains mois.	date approbation ministre + 1 an

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

#	Applicable à	Mesure	Délai de mise en œuvre
1	Tous les GRD (raccordés au réseau de transport ou de distribution)	Mettre en œuvre la réception en bon ordre des différentes notifications envoyées par ELIA, comme décrit dans le paragraphe 8. ELIA consultera les parties prenantes pour définir les modalités pratiques dans les prochains mois.	date approbation ministre + 1 an

¹⁵ On suit ainsi l'esprit du NC E&R, qui stipule 1 an après la finalisation de l'objet du Plan de défense du réseau comme dernier délai de mise en œuvre.

12 Liste des documents connexes

Le présente 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.

12.1 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 CGCCR
- 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

12.2 Documents disponibles en externe avec la classification diffusion restreinte

La procédure en cas de pénurie d'électricité

12.3 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 E&R (confidentielle)

Annexe 2: Tableau récapitulatif des mesures de limitation de la demande (confidentielle)

Annexe 3: Liste des postes à haute tension impliqués dans le Plan de délestage, 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