

Plan de reconstitution d'ELIA – version non confidentielle

Résumé	Ce document contient le Plan de reconstitution conçu par ELIA conformément aux critères spécifiés dans le Règlement (UE) 2017/2196 et dans le Règlement technique fédéral. La version confidentielle de ce document a été approuvée par le ministre de l'Énergie, 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

Précédentes versions

Version	Date	Auteur	Résumé des modifications
1.00	18-12-2018	ELIA	Remarques de la DG Énergie du SPF Économie, du CGCCR et de la CREG. Références au nouveau RTF 2019 Modifications mineures des stakeholders

Table des matières

1	Introduction	5
2	Cadre juridique.....	7
2.1	Compétences d'approbation	7
3	Conditions d'activation du Plan de reconstitution.....	8
4	Liste des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité	9
4.1	Liste des utilisateurs significatifs du réseau identifiés	10
4.2	Utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.....	11
4.2.1	Liste des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de reconstitution (confidentielle).....	11
4.2.2	Modalités et conditions générales relatives à la déconnexion et à la remise sous tension des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de reconstitution (confidentielle)	11
5	Classification des états du réseau	12
5.1	État normal.....	12
5.2	État d'alerte.....	12
5.3	État d'urgence.....	13
5.4	État de black-out.....	15
5.5	État de reconstitution.....	15
6	Rôles et responsabilités	16
6.1	Gestionnaires de réseau de transport	16
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)	19
6.4	Responsables d'équilibre (BRP)	19
6.5	Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP).....	20

6.6	Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)	20
7	Clearing des postes	20
8	Procédure de remise sous tension.....	22
8.1	Aperçu des étapes de remise sous tension	22
8.1.1	Phase 1 : préparation	23
8.1.2	Phase 2 : Reconstitution du réseau	24
8.1.3	Phase 3 : Reconstitution de la charge	26
8.1.4	Échec de la reconstitution du réseau	26
8.2	Procédures de remise sous tension individuelles	27
8.2.1	Procédure de remise sous tension pour le Centre de contrôle national 27	
8.2.2	Procédure de remise sous tension pour le Centre de contrôle régional Nord 28	
8.2.3	Procédure de remise sous tension pour le centre de contrôle régional Sud 28	
8.3	Gestion des écarts de fréquence et de tension lors des procédures ascendantes	29
8.4	Contrôle et gestion des îlots électriques.....	30
8.5	Resynchronisation des zones en îlotage	32
9	Procédure de gestion de la fréquence	33
9.1	Activation	33
9.2	Actions avant la désignation d'un pilote de la fréquence	33
9.3	Désignation d'un pilote de la fréquence	34
9.4	Gestion de la fréquence après un écart de fréquence	36
9.5	Gestion de la fréquence après une division de zone synchrone	37
9.6	Détermination de la charge maximale à reconnecter	37
10	Procédure de resynchronisation	39
10.1	Désignation d'un responsable de la resynchronisation	39
10.2	Stratégie de resynchronisation	39
11	Échange d'informations en états de black-out et de reconstitution	42
11.1	Notification « Blackout ELIA »	42

11.1.1	Notification de black-out par ELIA aux parties prenantes pertinentes	42
11.1.2	Notification de black-out par ELIA aux pouvoirs publics (confidentielle).....	42
11.2	Notification « Market Suspension ELia »	43
11.3	Notification « Market Restoration Elia »	44
11.4	Notification « Grid Restoration ELIA »	44
12	Exigences en matière de communication.....	46
13	Définitions et acronymes.....	49
14	Liste des postes essentiels pour les procédures du Plan de reconstitution (confidentielle)	56
15	Liste des mesures et délais de mise en œuvre.....	56
15.1	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par le GRT sur ses installations	56
15.2	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par les USR identifiés sur leurs installations	56
15.3	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par les GRD sur leurs installations.....	56
16	Liste des documents connexes	57
16.1.	Documents uniquement disponibles en interne (confidentielle)	57
16.2.	Documents disponibles en externe.....	57
Annexe 1	: Liste des USR identifiés en vertu de l'art. 23(4), point c du NC E&R (confidentielle)	57

1 Introduction

Ce document contient le Plan de reconstitution d'ELIA, qui contient un ensemble de mesures pouvant être mises en œuvre après une perturbation ayant des conséquences à grande échelle, pour ramener le réseau électrique de l'état d'urgence ou de l'état de black-out à l'état normal¹.

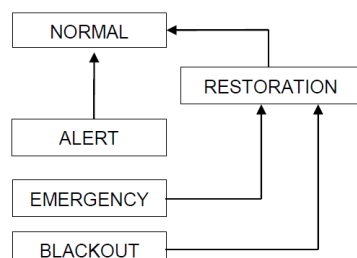


Figure 1 : Les différents états du réseau et les transitions entre eux

Les mesures du Plan de reconstitution sont lancées une fois que le réseau est stabilisé suite à une perturbation. La reconstitution du réseau consiste en une séquence de mesures coordonnées qui sont préparées à l'avance, dans la mesure du possible.

Le Plan de reconstitution est conçu 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 réseau, 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 (santé et sécurité publiques, sûreté nucléaire, etc.) ainsi que d'éventuelles spécificités locales.

ELIA a élaboré ce Plan de reconstitution 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, le Centre de Crise fédéral (CGCCR), les gestionnaires de réseau de transport (GRT) voisins et les autres GRT de la zone synchrone Europe continentale.

Les références au code de reconstruction dans d'autres textes législatifs et réglementaires sont considérées comme faisant référence au Plan de reconstitution comme indiqué à l'article 262 du RTF.

ELIA active les procédures de son Plan de reconstitution ayant un impact transfrontalier significatif en coordination avec les GRT affectés.

Conformément à l'article 23(5) du NC E&R, le Plan de reconstitution comprend trois procédures :

- Procédure de remise sous tension ;
- Procédure de gestion de la fréquence ;
- Procédure de resynchronisation.

Les procédures de remise sous tension sont déterminées en supposant :

¹ Les états du réseau sont décrits dans le paragraphe 5

- qu'il n'y a aucun élément du réseau endommagé ou indisponible à la suite de l'incident/des incidents ayant entraîné le black-out ;
- qu'il y a suffisamment de personnel bien formé dans les centres de contrôle opérationnel ;
- que les opérateurs ont une vue d'ensemble de l'état du réseau grâce au système SCADA ;
- que le contrôle à distance des disjoncteurs est possible à partir des centres de contrôle.

En pratique, il se peut qu'une ou plusieurs conditions ne soient pas respectées. Les mesures de ce plan sont conçues sans préjudice d'autres mesures d'urgence qui seront appliquées par ELIA pour gérer la crise en fonction de la situation.

Conformément à l'article 378 du RTF et sans préjudice du NC E&R et sans préjudice de la ligne directrice européenne SOGL, **le code de reconstruction** établi en vertu 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 reconstitution visé à l'article 262 §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 reconstitution par le ministre de l'Énergie (le ministre), ne sont applicables qu'après la mise en œuvre correspondante.

Conformément à l'article 51 du NC E&R, le présent Plan de reconstitution sera révisé au moins tous les cinq ans, afin d'en évaluer l'efficacité. ELIA procède à cette évaluation périodique du Plan de reconstitution conformément aux dispositions de l'article 51 du NC E&R.

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 :

- procédure de gestion de la fréquence (paragraphe 9)
- stratégie de remise sous tension top-down (paragraphe 8.2) ;

ELIA a fourni les documents nécessaires à Coreso (le coordinateur de sécurité régional) pour une vérification cohérente en juin 2019. Si le présent Plan de reconstitution devait être modifié en raison d'inconsistances constatées par rapport aux mesures susmentionnées, ELIA procèdera à une révision du Plan de reconstitution.

La version non confidentielle du Plan de reconstitution sera ajoutée en annexe aux contrats de raccordement pertinents. ELIA a partagé la version confidentielle du Plan de reconstitution uniquement avec les autorités compétentes. Seulement les titres des paragraphes considérés comme confidentiels par ELIA ont été retenus dans le document.

2 Cadre juridique

Le NC E&R charge ELIA de concevoir un Plan de reconstitution, en concertation avec les GRD, les USR, l'autorité de régulation nationale (ARN), les 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 prévaudra.

2.1 Compétences d'approbation

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

Conformément à l'article 259 du RTF, le ministre de l'Énergie approuve, sur proposition du gestionnaire du 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 du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

Conformément à l'article 262 du RTF, le gestionnaire du réseau de transport transmet, après consultation de la CREG et de la DG Énergie, une proposition de plan de reconstitution du réseau au ministre de l'Énergie au plus tard 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 reconstitution du réseau est approuvée, à l'exception de quelques aspects mentionnés.

Il est fait référence à certains endroits du présent Plan de reconstitution à d'autres documents connexes. La section 16 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.

3 Conditions d'activation du Plan de reconstitution

Conformément à l'article 25(1) du NC E&R, le Plan de reconstitution pourra être activé quand :

- (a) le réseau est en **état d'urgence**, conformément au paragraphe 5.3, **après stabilisation du réseau** à la suite de l'activation des mesures du Plan de défense du réseau ; notez que le Plan de reconstitution ne doit pas nécessairement commencer à partir d'un état de black-out. Les mesures du Plan de reconstitution peuvent également être activées après, par exemple, une **séparation du réseau** en régions synchrones indépendantes.
- (b) Le réseau est en état de **black-out**, conformément au paragraphe 5.4.

Les procédures du Plan de reconstitution doivent être activées en coordination avec les GRD et les USR identifiés en vertu du paragraphe 4.1 et, le cas échéant, avec les fournisseurs de services de reconstitution. Si ces procédures ont un impact transfrontalier significatif, ELIA collaborera avec les GRT affectés.

Conformément à l'article 25(3) du NC E&R, chaque GRD et USR identifié en vertu du paragraphe 4.1, ainsi que chaque fournisseur de services de reconstitution exécute sans délai indu les instructions du Plan de reconstitution données par ELIA.

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

Certaines mesures du Plan de reconstitution sont basées sur des capacités qui sont obligatoires pour les utilisateurs significatifs du réseau conformément aux exigences des NC RfG, NC DCC et NC HVDC.

Certaines mesures du Plan de reconstitution sont basées sur des capacités qui ne sont pas obligatoires pour les utilisateurs du réseau conformément aux exigences des NC RfG, NC DCC et NC HVDC, mais sont définies comme obligatoires dans la législation nationale.

Certaines mesures du Plan de reconstitution sont basées sur des capacités qu'il est prévu de fournir sur une base volontaire. Le NC E&R prévoit qu'ELIA utilisera ces capacités volontaires par l'intermédiaire de fournisseurs de services de reconstitution, soit sur une base légale, soit sur une base contractuelle.

Conformément à l'article 23(4), point c) du NC E&R, le Plan de reconstitution doit contenir une liste des USR responsables de la mise en œuvre sur leurs installations des mesures résultant des exigences à caractère obligatoire énoncées dans les NC RfG, NC DCC et NC HVDC ou dans la législation nationale et une liste des mesures devant être mises en œuvre par lesdits USR.

ELIA a identifié les capacités des utilisateurs significatifs du réseau destinées à être directement utilisées au paragraphe 4.1 de son Plan de reconstitution et a ajouté une liste détaillée en annexe 1.

Sans préjudice des dispositions de l'article 4(2), points c) et d), et de l'article 51(5) du NC E&R, ELIA enverra chaque année avant le 1^{er} octobre la liste des utilisateurs significatifs du réseau identifiés et celle des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité 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 reconstitution, qui s'appliquent aux utilisateurs significatifs du réseau² conformément aux obligations légales :

Type d'utilisateur	Capacité utilisée dans le Plan de reconstitution	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 équipent ces PGM ne sont pas inclus.	Suivre une instruction du GRT concernant la valeur de réglage pour l'échange de puissance active ou réactive avec le réseau, en tenant compte des capacités techniques du PGM	Obligatoire selon l'article 262 du FTR
Nouveaux PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW. Les générateurs de secours qui équipent ces PGM ne sont pas inclus.	Fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires (resynchronisation + remise sous tension)	Obligatoire selon le NC RfG article 15(5), point c)
Installations de consommation existantes et nouvelles raccordées au réseau de transport.	Suivre une instruction du GRT concernant la valeur de réglage pour l'échange de puissance active ou réactive avec le réseau, en tenant compte des capacités techniques de l'installation de consommation	Obligatoire selon l'article 262 du RTF
CDS existants et nouveaux raccordés au réseau de transport.	Suivre une instruction du GRT concernant la valeur de réglage pour l'échange de puissance active ou réactive avec le réseau, en tenant compte des capacités techniques du CDS	Obligatoire selon l'article 262 du RTF
Systèmes HVDC existants et nouveaux	Suivre une instruction du GRT concernant la valeur de réglage pour l'échange de puissance active ou réactive avec le réseau, en tenant compte des capacités techniques du système HVDC	Obligatoire selon l'article 262 du RTF

Tableau 1 : type, capacité et obligation légale des USR identifiés

L'annexe 1 comprend une liste détaillée des USR identifiés (confidentielle).

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 se concentrer sur 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.

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 reconstitution, ELIA s'adresse à l'utilisateur du réseau qui a signé le contrat de raccordement pour l'infrastructure en question.

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 reconstitution (confidentielle)

4.2.2 Modalités et conditions générales relatives à la déconnexion et à la remise sous tension des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de reconstitution (confidentielle)

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 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 suivants.

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 la 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** 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 ;
- L'exploitation de la zone de contrôle du GRT concerné se trouve et demeurera 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 après l'activation des actions correctives.

5.2 État d'alerte

Un réseau de transport est en état d'alerte lorsqu'il répond aux conditions suivantes :

- Les **flux de tension et de puissance** se situent dans les limites de sécurité d'exploitation (identiques à celle 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 la 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 d'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 et 220 kV, perte d'un transformateur, perte d'un jeu de barres 380 kV.
- Aléas exceptionnels, comme la perte d'un pylône à haute tension qui supporte plusieurs lignes. Ces aléas sont uniquement pris en compte dans l'analyse de sécurité opérationnelle en cas de vitesse du vent prévue supérieure à 130 km/h.
- Aléas hors catégorie, comme la perte de plusieurs réacteurs nucléaires ou de l'entièreté d'un poste à haute tension. Ces aléas sont uniquement pris en compte dans l'analyse de sécurité opérationnelle s'il y a des indications de risques concrets pour de tels incidents.

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, est dépassée :
 - 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.)

Les limites de sécurité opérationnelle pour les différents éléments du réseau sont reflétées dans les critères d'exploitation d'ELIA. (confidentiel)

- 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 30 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, un estimateur d'état et une analyse de sécurité
- Le système d'alerte Entso-E (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 du 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 du Plan 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 du Plan de reconstitution.

³ La demande est comprise comme la « charge totale »

6 Rôles et responsabilités

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

- 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 reconstitution décrit la stratégie et les méthodes de travail utilisées par ELIA et les entités susmentionnées pour :

- remettre sous tension les points de raccordement au réseau de transport le plus rapidement possible et de façon coordonnée ;
- gérer la fréquence du réseau pendant l'état de reconstitution ;
- resynchroniser les régions asynchrones.

6.1 Gestionnaires de réseau de transport

ELIA est chargée de tenir les procédures à jour et d'organiser des formations régulières à l'attention de son personnel exécutant.

En cas de black-out, le Centre de contrôle national, aidé des Centres de contrôle régionaux, va diagnostiquer la situation. Pour ce faire, le NCC et les RCC vont demander des informations aux GRT voisins, aux GRD, aux RSP, aux BRP, aux BSP et aux USR.

Après avoir diagnostiqué la situation, le NCC optera pour la stratégie la plus adaptée. Le NCC et les RCC la communiqueront aux parties concernées.

ELIA décidera de la suspension et de la reconstitution 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.

ELIA est responsable du clearing de ses postes avant leur remise sous tension.

Pendant la mise en œuvre du Plan de reconstitution, alors que les marchés de l'énergie sont suspendus, le réseau est exploité selon un mode de « dispatching contrôlé par le GRT ». Les exploitants et les gestionnaires du NCC et des RCC ont un rôle de coordination. Ils fourniront les instructions nécessaires aux GRT voisins, GRD, RSP, BRP, BSP et USR pour qu'ils les exécutent sans retard injustifié.

Pendant la reconstitution du réseau, ELIA identifie et surveille :

⁴ Voir la liste des USR dans le 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 ».

- l'étendue et les frontières de la ou des régions synchronisées auxquelles appartient sa zone de contrôle ;
- le ou les GRT avec lesquels elle partage une ou des régions synchronisées ; et
- les réserves de puissance active disponibles dans sa zone de contrôle.

Les GRT voisins seront impliqués dans le cas d'une stratégie de reconstitution descendante.

Durant l'état de reconstitution, ELIA gèrera la fréquence du réseau en collaboration avec un pilote de la fréquence et resynchronisera le cas échéant les régions asynchrones.

6.2 Utilisateurs Significatifs du Réseau

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

Le raccordement du PGM au réseau de transport doit être coordonné en temps réel avec ELIA. Le raccordement automatique au réseau, après la moindre perturbation, n'est dès lors pas autorisé. Une communication avec ELIA par un système de communication vocale ou de données est requise avant de raccorder à nouveau le PGM au réseau.

Si un PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW peut fonctionner en îlotage sur les auxiliaires ou en mode de réseau séparé, l'opérateur du PGM doit s'assurer que ce PGM peut également remettre sous tension, à la demande d'ELIA, un jeu de barres principal hors tension.

Les opérateurs de PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW doivent désigner une entité de contact qui peut être contactée 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. En cas de black-out, cette entité de contact doit être en mesure de fournir à ELIA des informations claires sur les possibilités et les limites de l'unité concernée, notamment :

- Si le fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires a réussi :
 - si le PGM n'est pas en mesure de remettre sous tension un jeu de barres mort du réseau de transport, la durée maximale pendant laquelle le PGM peut continuer à travailler en « fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires » jusqu'à sa resynchronisation avec le réseau reconstitué.
 - le délai nécessaire pour remettre sous tension un jeu de barres mort du réseau de transport.
- Si le fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires n'a pas réussi :
 - le temps requis pour effectuer un redémarrage du PGM et le temps nécessaire jusqu'à ce que le PGM soit prêt pour la resynchronisation avec le réseau de transport.
- Les limites en termes de production de puissance active⁶ :
 - Charge minimale pour parvenir à un fonctionnement stable du PGM ;
 - Taux de montée en puissance maximum ;
 - Niveau de production maximum ;

⁶ Ces informations sont récoltées à l'avance autant que possible. Cependant, l'entité de contact doit être capable d'informer ELIA en temps réel à sa demande.

- Le bloc maximal de charge qui peut être supporté sans mettre en péril la stabilité.
- Les limites en termes de puissance réactive : tant pour produire que pour absorber.

L'entité de contact doit suivre les instructions d'ELIA sans délai injustifié. Ces instructions peuvent par exemple être les suivantes :

- Se resynchroniser avec le réseau de transport ;
- Ajuster la tension d'un jeu de barres du réseau de transport ré-énergisé ;
- Maintenir une fréquence donnée entre 49,00 Hz et 51,00 Hz (uniquement pour les unités de production qui fournissent un service black-start ou qui reconstruisent un réseau local à partir du fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires), pour autant que cela soit techniquement possible ;
- Maintenir une certaine valeur pour la production active/réactive ;
- Désactiver la zone d'insensibilité du réglage primaire/du réglage de la fréquence, pour autant que cela soit techniquement possible ;
- Toute autre instruction nécessaire pour la reconstruction du réseau.

6.2.2 Installations de consommation raccordées au réseau de transport

Les installations de consommation connectées au réseau de transport doivent désigner une entité de contact (ou un dispatching) disponible lorsque le système est en état de reconstitution afin :

- d'informer ELIA de l'état de ses installations et des possibilités de reprise de la charge ;
- de faire remonter progressivement sa consommation, selon les instructions d'ELIA, ex : par blocs de maximum 5 MW.

Pendant la phase de transition, jusqu'à ce que les exigences de communication spécifiées dans le paragraphe 12 soient mises en œuvre, ELIA et l'installation de consommation raccordée au réseau de transport utiliseront la meilleure solution disponible pour établir une communication.

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 (ou de dispatching) disponible pendant l'état de reconstitution. Cette personne de contact sera notamment en mesure :

- d'informer ELIA sur l'état de son réseau fermé de distribution et les possibilités de remettre sous tension les postes de son réseau fermé de distribution et en particulier les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité tels que définis dans le paragraphe 4.2 et sur les fournisseurs potentiels de services de reconstitution.
- de donner suite aux indications données par les centres de contrôle régionaux d'ELIA concernant la quantité de puissance active et réactive échangée sur le point de raccordement au réseau de transport (p. ex. charges par blocs de puissance de 5 MW maximum).

Pendant la phase de transition, jusqu'à ce que les exigences de communication spécifiées dans le paragraphe 12 soient mises en œuvre, ELIA et le GRFD raccordé au réseau de transport utiliseront la meilleure solution disponible pour établir une communication.

Si un RSP raccordé à un réseau fermé de distribution exécute ses services de reconstitution, le GRFD raccordé au réseau de transport doit se coordonner en temps réel avec le RSP et ELIA.

6.3 Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)

Les GRD sont des partenaires importants pour la reconstruction régionale du réseau étant donné qu'ils peuvent assurer l'accès à la distribution des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité. Chaque GRD doit désigner une ou plusieurs entités de contact disponibles 24 h/24, 7 jours sur 7. Cette entité de contact informera ELIA au sujet de l'état de ses installations, ce qui implique notamment de :

- Spécifier les possibilités de ré-energisation des postes de distribution et en particulier les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité tels que définis au paragraphe 4.2.
- Fournir des informations sur les éventuels défauts permanents observés sur le réseau de distribution.
- Fournir des informations sur le temps nécessaire pour effectuer un clearing des postes.

Si un RSP raccordé à un réseau de distribution exécute ses services de reconstitution, le GRD doit se coordonner en temps réel avec le RSP et ELIA.

Pendant qu'ELIA procède à la remise sous tension des postes de transport, les GRD procèdent au clearing partiel⁷ de leurs postes. Les GRD effectueront le clearing de tous les raccordements, à l'exception des raccordements qui comportent des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité. Lorsque ELIA remet sous tension les transformateurs vers les postes de distribution, les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité sont les premiers consommateurs à être remis sous tension.

6.4 Responsables d'équilibre (BRP)

Les obligations pertinentes pour les BRP telles qu'énoncées dans les modalités et conditions générales relatives aux BRP sont suspendues pendant une période de « Dispatching contrôlé par le GRT » ou de suspension des activités de marché, sans préjudice des obligations des BRP 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 des présentes 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

⁷ Le clearing consiste à déconnecter les raccordements individuels (câbles ou lignes) des jeux de barres principaux d'un poste dont la tension est nulle, afin de préparer une remise sous tension contrôlée de ce poste.

et du rétablissement du marché par le biais de la « notification Suspension et rétablissement du marché » telle qu'exposée aux paragraphes 11.2 et 11.3, 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 Règlement technique fédéral 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 sont suspendues pendant une période de « Dispatching contrôlé par le GRT » ou de suspension des activités de marché, sans préjudice des obligations des BSP 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 par le biais de la « notification Suspension et rétablissement du marché » telle qu'exposée aux paragraphes 11.2 et 11.3, 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 BSP telles qu'énoncées dans les modalités et conditions générales relatives aux BSP ou dans le Règlement technique fédéral demeurent valables.

6.6 Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)

Sur demande d'ELIA, les RSP doivent activer leurs services de reconstitution suivant les instructions du ou des gestionnaires de réseau concernés, conformément à leurs obligations contractuelles et aux Modalités et conditions générales relatives aux RSP.

7 Clearing des postes

Afin d'éviter une remise sous tension non désirée et incontrôlée des charges, il est de la plus haute importance que tous les raccordements à un poste soient déconnectés avant la remise sous tension de ce dernier. De cette façon, la probabilité d'instabilité de la zone remise sous tension au cours des premières étapes de la remise sous tension est réduite au minimum.

Le SE doit toujours vérifier qu'un jeu de barres principal est entièrement clearé avant de le remettre sous tension. Si le clearing n'a pas entièrement eu lieu, le SE doit ouvrir manuellement les sectionneurs en position « fermée ».

À certains endroits, le clearing a lieu automatiquement en cas de chute de la tension. À cet effet, des relais de tension minimale, qui ouvrent les disjoncteurs lorsqu'une perte de tension est détectée, sont installés. Ces relais sont installés aux endroits suivants du réseau :

- Sur les transformateurs 380 kV, où le disjoncteur aux niveaux de tension plus bas sont interrompus. Il y a ainsi une séparation automatique entre le réseau à haute tension 380 kV et les niveaux de tension inférieurs. Les SE du NCC peuvent ainsi s'occuper de la reconstruction du réseau 380 kV tandis que les dispatcheurs régionaux dans les RCC se chargent des réseaux de tension inférieure. La tâche complexe qui consiste à reconstruire le réseau devient ainsi plus claire et le risque d'interférences involontaires diminue.
- Sur les lignes et câbles 380 kV, y compris les lignes transfrontalières ;
- Sur les transformateurs entre différents réseaux dotés d'une fonction de transport (par ex. 150 kV/70 kV, 150 kV/36 kV, 220 kV/70 kV) ;
- Sur les transformateurs entre ELIA et les réseaux des GRD ;
- Sur certains éléments de réseau qui relient les zones régionales.

8 Procédure de remise sous tension

8.1 Aperçu des étapes de remise sous tension

Après un black-out, ELIA vise à rétablir progressivement le réseau et remettre sous tension au moins 90 % des points de raccordement au réseau d'ELIA vers les USR et les GRD dans les 24 heures. Pour ce faire, on suit une procédure de remise sous tension par étapes dans le but d'atteindre à nouveau un état de réseau normal.

ELIA dispose au total d'environ 800 postes qui peuvent être remis sous tension par le biais de 6 consoles opérationnelles localisées dans 3 centres de contrôle (1 NCC et 2 RCC). Environ 160 postes sont remis sous tension par le biais d'une console dans un RCC. La manœuvre nécessaire pour remettre un poste sous tension dure environ 10 minutes par poste. Pour s'occuper de 90 % des 160 postes, il faut 24h. Étant donné la coordination complexe et les exigences en termes de communication, on évite de procéder à la reconstitution d'une partie de réseau à l'aide de plusieurs consoles en parallèle.

La Figure illustre les trois phases principales de la procédure de remise sous tension :

- Diagnostic de la situation (Phase 1 : diagnostic)
- Activation des procédures de remise sous tension soit top-down, soit bottom-up (Phase 2 : reconstitution du réseau)
- Phase de dispatching contrôlé par le GRT de la production et de la charge (Phase 3 : reconstitution de la charge)

Stratégie du Plan de reconstitution

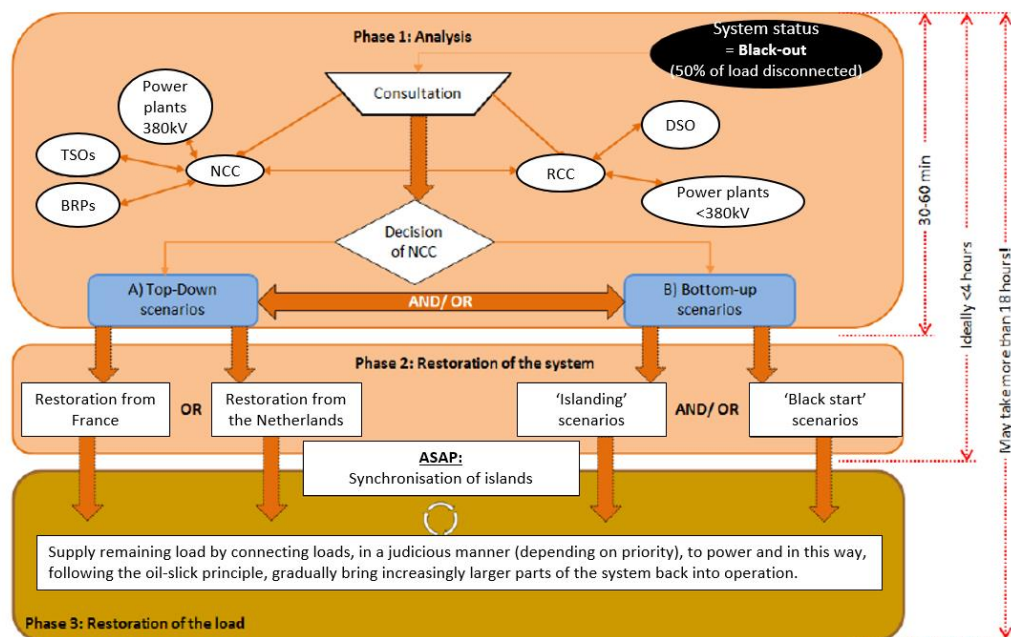


Figure 2: Phases du processus de reconstitution

8.1.1 Phase 1 : préparation

Un outil interne ELIA a pour but d'aider les opérateurs d'ELIA à effectuer le diagnostic après une panne généralisée et à effectuer un contrôle rapide des éléments importants suivants:

- Vérifier l'état des interconnexions et vérifier si des GRT voisins sont disponibles pour soutenir une stratégie descendante de reconstitution.
- Vérifier la possibilité de combiner des stratégies top-down et bottom-up de remise sous tension.
- Vérifier les risques potentiels des stratégies de remise sous tension possibles et estimer la durée prévue de la remise sous tension.
- Vérifier si les PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW ont pu réaliser le fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires.
 - Informer de la durée pendant laquelle le fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires peut être maintenu.
 - Vérifier si la centrale fonctionnant en îlotage sur les auxiliaires peut remettre sous tension un jeu de barres mort et informer sur les délais.
 - Vérifier si une voie de reconstitution doit être créée vers le PGM afin de permettre la resynchronisation.
- Vérifier si les RSP ayant une obligation contractuelle sont disponibles pour effectuer un démarrage autonome (black-start) avec les PGM.
- Vérifier l'état de disponibilité des autres PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW.
- Vérifier l'état des assets du réseau électrique et prendre note d'éventuels dommages importants.
- Identifier l'emplacement et remettre sous tension d'abord et le plus rapidement possible les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.

Les System Engineers du NCC d'ELIA évaluent l'ampleur du black-out et son impact sur les utilisateurs et les éléments du réseau. Cette phase implique la communication, si nécessaire, avec les PGM, les centres de contrôle régionaux, les GRT voisins, les GRD, les RSP et autres USR (de haute priorité). Sur la base de ce diagnostic, le System Engineer (SE) d'ELIA décide de la stratégie de reconstitution.

Plusieurs scénarios sont possibles pour la reconstruction du système :

- Le **scénario Top-Down**, où tout le réseau belge à haute tension est hors tension mais où il est toujours possible de faire appel, entièrement ou partiellement, aux réseaux limitrophes.

Dans ce cas, la reconstruction du système s'effectue depuis la France, les Pays-Bas, le Royaume-Uni ou le Luxembourg. Après consultation avec le gestionnaire de réseau concerné, le réseau le plus robuste est choisi pour la reconstitution. Les actions individuelles qui doivent être prises lors d'une reconstitution top-down sont reprises au paragraphe 8.2.1.

- Le **scénario Bottom-Up**, où tout le réseau belge à haute tension est hors tension et où il n'est pas possible de faire appel aux réseaux étrangers.

Dans ce cas, la reconstruction du système s'effectue à l'aide de PGM qui ont réussi à passer au fonctionnement en mode de réseau séparé et/ou en îlotage sur les auxiliaires et/ou de centrales black-start.

Conformément à l'article 23(4), point f), du NC E&R, le nombre de sources d'énergie dans la zone de contrôle d'ELIA nécessaires pour remettre sous tension son réseau avec une stratégie de remise sous tension ascendante, ayant une capacité de démarrage autonome (black-start), une capacité de resynchronisation rapide (en fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires) et une capacité de fonctionnement en réseau séparé est indiqué dans le tableau 2 :

Type de sources d'électricité	Nombre de sources d'alimentation nécessaires pour remettre la zone de contrôle d'ELIA sous tension par une stratégie ascendante	Commentaires
Démarrage autonome (black-start)	5	
Resynchronisation rapide (grâce au fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires)	0	Compte tenu des incertitudes quant à la disponibilité des PGM, de la durée limitée du fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires et d'autres facteurs de risque, ELIA veut demeurer indépendante des PGM fonctionnant en îlotage sur les auxiliaires, afin de remettre le réseau sous tension grâce à une stratégie bottom-up.
Fonctionnement en îlots électriques	0	Compte tenu de l'incertitude entourant les PGM qui fonctionnent sur un îlot électrique après un black-out, ELIA veut demeurer indépendante des PGM fonctionnant en réseau séparé, afin de remettre le réseau sous tension grâce à une stratégie bottom-up.

Tableau 2: sources d'électricité pour la stratégie de remise sous tension

Si un réseau solide est disponible dans un pays voisin, la stratégie top-down a la préférence absolue. S'il n'y a pas de réseau solide disponible, la stratégie bottom-up doit être appliquée. Une combinaison de stratégie top-down et bottom-up peut être choisie. Dans ce cas, il faut choisir les emplacements potentiels pour la resynchronisation des deux réseaux.

Le System Engineer (SE) du NCC d'ELIA demandera à chaque RCC d'exécuter en parallèle un ou plusieurs scénarios top-down ou bottom-up.

ELIA suppose que cette phase dure environ 30 à 60 minutes. Bien qu'un diagnostic complet puisse prendre une heure, ELIA serait en mesure d'envoyer les instructions pour un démarrage black-start après 30 minutes.

8.1.2 Phase 2 : Reconstitution du réseau

La deuxième phase comprend la reconstitution du réseau. L'objectif est de construire des îlots électriques (réseaux séparés) autour de PGM ayant une capacité de démarrage

autonome (black-start) ou de PGM fonctionnant en îlotage sur les auxiliaires, d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW, et de remettre sous tension les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans les délais prévus.

En outre, ELIA remettra le plus rapidement possible sous tension la plus grande partie du réseau à 380 kV (y compris les postes raccordés aux pays voisins) et établira une voie de démarrage vers des unités de démarrage non autonomes (non black-start), qui peuvent contribuer à la reconstitution du réseau.

Une fois que des îlots électriques stables sont formés, la resynchronisation des îlots électriques avec le réseau principal peut commencer. Les îlots électriques sont considérés comme stables lorsque :

- Réseaux régionaux (150 kV) : 350 MW de charge et au moins 3 PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW sont en service.
- Réseau principal à 380 kV : 1000 MW de charge et au moins 5 PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW sont en marche, ou 3 PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW sont en marche dont au moins un PGM nucléaire.

La phase 2 comprend donc le démarrage du réseau où ELIA entre dans une phase de « dispatching contrôlé par le GRT ».

8.1.3 Phase 3 : Reconstitution de la charge

Avant d'atteindre à nouveau l'état normal, ELIA reste dans la phase de « dispatching contrôlé par le GRT » de la production et de la charge et agit dans le but de :

- rétablir la sécurité N-1 du réseau de transport ;
- remettre sous tension les points de connexion restants, ce qui inclut la coordination avec les GRD pour la reconstitution des réseaux de plus basse tension.

Pendant la reconstitution du réseau, ELIA identifie et surveille :

- L'étendue et les frontières de la ou des régions synchronisées à laquelle ou auxquelles appartient sa zone de contrôle ;
- Les GRT avec lesquels elle partage une ou plusieurs régions synchronisées ; et
- Les réserves de puissance active disponibles dans sa zone de contrôle.

Une trajectoire temporelle indicative de la procédure de remise sous tension est représentée à la Figure 3.

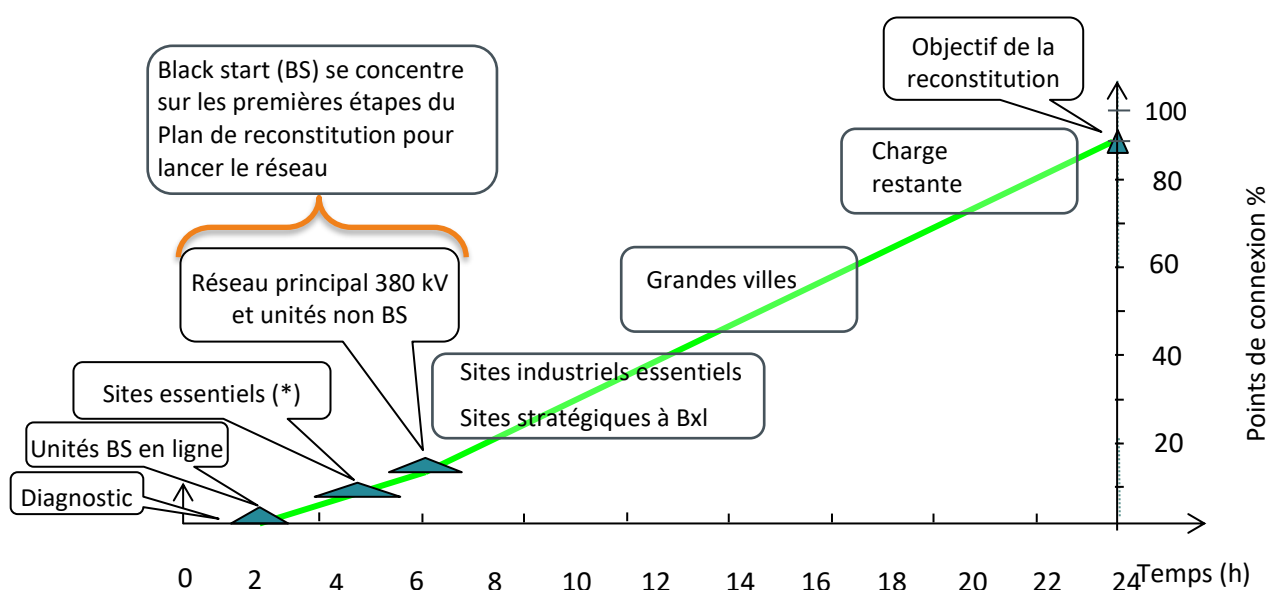


Figure 3: Trajectoire de remise sous tension

(*) confidentielles.

8.1.4 Échec de la reconstitution du réseau

Lors d'une stratégie de reconstitution ascendante, et plus particulièrement lors des phases 1 et 2 de la reconstitution du réseau, chaque élément de réseau en cours de remise sous tension dispose d'une stabilité limitée, entraînant une réaction plus volatile de la fréquence et de la tension lors du raccordement des consommateurs par rapport à une situation de réseau normale.

Lors de ces phases, il y a un risque accru de déclenchements intempestifs avec pour conséquence l'effondrement éventuel de certaines parties du réseau.

Lors de l'effondrement d'une certaine partie du réseau, l'opérateur du NCC (réseaux 380 kV et 220 kV) ou d'un RCC (réseaux 150 – 30 kV) doit poser un nouveau diagnostic et appliquer toutes les mesures de sécurité en concertation avec les collègues du terrain.

L'opérateur du NCC décidera ensuite si la partie de réseau effondrée sera reconstituée soit avec une stratégie bottom-up à partir d'un PGM avec capacité de black-start, soit avec une stratégie top-down à partir d'une partie de réseau avoisinante qui a entretemps été remise sous tension.

Les conditions particulières des fournisseurs de services de reconstitution stipulent qu'un PGM avec capacité de black-start doit pouvoir réaliser au moins 3 procédures de black-start consécutives.

8.2 Procédures de remise sous tension individuelles

Pour chaque centre de contrôle régional d'ELIA, une procédure opérationnelle détaillée de remise sous tension est établie. Cette procédure comprend un ensemble d'instructions.

ELIA dispose de 3 centres de contrôle opérationnel :

- Le centre de contrôle national à Schaerbeek
- Le centre de contrôle régional Nord à Merksem
- Le centre de contrôle régional Sud à Gembloux (Créalys)

Les instructions sont préparées à l'avance.

La détermination des procédures de remise sous tension est établie en supposant que :

- il n'y a aucun élément de réseau endommagé à la suite de l'/des incident(s) à l'origine du black-out ;
- il y a suffisamment de personnel bien formé dans les centres de contrôle opérationnel ;
- les opérateurs ont une vue d'ensemble de l'état du réseau grâce au système SCADA ;
- le contrôle à distance des disjoncteurs est possible à partir des centres de contrôle.

Si l'une des conditions n'est pas remplie, des solutions ad hoc devront être mises en œuvre et il pourrait être nécessaire de s'écarter des procédures de remise sous tension préétablies. ELIA établit des cellules de crise spécialisées lors de la reconstitution du réseau afin de pouvoir réagir au mieux en cas de situations anormales.

8.2.1 Procédure de remise sous tension pour le Centre de contrôle national

La procédure de remise sous tension opérationnelle du Centre de contrôle national comprend les éléments suivants :

- Procédure black-start
- Remise sous tension du réseau principal 380 kV entre Gramme et Doel, via Courcelles ou via Van Eyck, en fonction des conditions de l'asset.
- Remise sous tension des autres postes 380 kV (vers Aubange, vers Stevin et le MOG, vers Avelgem, etc.)
- Remise sous tension top-down depuis la France via Avelgem, Lonny, Chooz ou Moulaine
- Remise sous tension top-down depuis les Pays-Bas via Zandvliet ou Van Eyck

- Remise sous tension top-down à partir du Royaume-Uni via l'interconnexion HVDC raccordé à Gezelle
- Remise sous tension top-down à partir de l'Allemagne via l'interconnexion HVDC raccordée à Lixhe⁸
- Emplacements pour la resynchronisation des îlots électriques régionaux au réseau principal 380 kV
- Procédures de resynchronisation avec les GRT voisins

8.2.2 Procédure de remise sous tension pour le Centre de contrôle régional Nord

La procédure de remise sous tension opérationnelle du centre de contrôle régional Nord comprend les éléments suivants :

- Top-Down à partir de Mercator vers le Port et la ville d'Anvers
- Top-Down à partir de Massenhove vers le Port et la ville d'Anvers
- Top-Down à partir de Meerhout vers La Campine et le Limbourg
- Top-Down à partir de d'André Dumont vers le Limbourg
- Top-Down à partir de Verbrande Brug (Pont brûlé) à Bruxelles-Nord et au Brabant flamand
- Top-Down à partir de Lint
- Top-Down à partir de Avelgem vers Coxyde
- Top-Down 36 kV Flandre-Orientale et Flandre-Occidentale
- Top-Down réseaux 70 kV Nord-Est et Nord-Ouest

8.2.3 Procédure de remise sous tension pour le centre de contrôle régional Sud

La procédure de remise sous tension opérationnelle du centre de contrôle régional Sud comprend les éléments suivants :

Zone Sud-Est

- Reconstruction Sud-est (zone Liège)
- Réalimentation top-down de la zone Luxembourg 220 kV à partir de postes 380 kV remis sous tension
 - En supposant que les postes 380 kV de Brume et Aubange soient remis sous tension, les postes 220 kV d'Aubange, Saint-Mard, Latour, Villeroux et Brume sont remis sous tension.
 - Il est possible de poursuivre la remise sous tension du Grand-Duché de Luxembourg à partir de ce scénario.
- Top-down – Reconstruction Sud-est à partir de postes 380 kV remis sous tension
 - En supposant que les postes 380 kV de Gramme, Aubange, Champion et Achène sont remis sous tension,

⁸ D'application dès que la liaison HVDC sera opérationnelle

- les postes 150 kV de Gramme, Bressoux
- les postes 220 kV de Rimièrre, Jupille, Lixhe, Seraing, Aubange et Brume sont remis sous tension.
- Reconstruction des réseaux 70 kV de la zone Namur, applicable dans les scénarios top-down et bottom-up ;
- Reconstruction des réseaux 70 kV de la zone Luxembourg, applicable dans les scénarios top-down et bottom-up ;
- Reconstruction des réseaux 70 kV de la zone Liège, applicable dans les scénarios top-down et bottom-up ;
- Reconstruction des réseaux 70 kV de la zone Bressoux, applicable dans les scénarios top-down et bottom-up ;

Zone Sud-Ouest

- Top-Down – Reconstruction Sud-Ouest à partir de postes 380 kV remis sous tension
- Top-Down – Centre de reconstruction et parties de la zone Nord-Est à partir de postes 380 kV remis sous tension
- Reconstruction de Bruxelles, parties de la zone Sud-Ouest et parties de la zone Nord-Est.

8.3 Gestion des écarts de fréquence et de tension lors des procédures ascendantes

Tout au long de la reconstruction, le réglage de fréquence et de puissance des PGM est une tâche critique. Il convient dès lors de respecter les principes suivants :

- Le premier PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW qui met un îlot sous tension (ce peut être un PGM en îlotage, en réseau séparé ou une unité black-start) doit toujours être en réglage de fréquence pure afin d'éviter des écarts de fréquences trop importants lorsque des installations de consommation sont enclenchées. **Pour le premier PGM**, les principes suivants sont valables :
 - La fréquence du PGM est réglée sur une consigne de 51 Hz ;
 - La tension est initialement réglée sur la valeur la plus petite possible, soit environ 90 % de la valeur nominale ;
 - Il faut veiller en continu à ce que le PGM ait une marge suffisante pour pouvoir supporter la prochaine augmentation de puissance. Une « règle empirique » générale recommande de ne pas excéder 70 % de la production de puissance active nominale durant les phases initiales de la reconstitution de l'îlot.
 - La puissance produite par le premier PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW sera utilisée pour alimenter les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.
- Après un certain temps, d'autres centrales seront raccordées au réseau et pourront injecter de la puissance additionnelle. Dès que **plusieurs PGM** se sont connectés à l'îlot, ELIA appliquera les principes suivants :
 - Un seul PGM par îlot fonctionne en fréquence pure.

- Les autres PGM passent en mode de contrôle de puissance (aussi appelé mode de contrôle de statisme/droop) et doivent suivre les instructions d'ELIA pour ajuster la valeur de consigne de puissance active.
- Si la production de puissance active du PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW qui contrôle la fréquence dépasse 70 % de sa valeur nominale, il sera demandé aux autres PGM d'augmenter leur valeur de consigne de puissance active. Par conséquent, le PGM qui contrôle la fréquence diminuera automatiquement sa puissance active.

La réduction de la **fréquence cible** de 51 Hz à 50 Hz aura lieu dès que les conditions suivantes seront remplies :

- S'il y a suffisamment de réserve de puissance active vers le haut et vers le bas sur le PGM en réglage de fréquence pour qu'il puisse traiter l'alimentation PV attendue ET
- Si une resynchronisation avec une autre région indépendante est envisagée, même s'il n'y a qu'un seul PGM dans l'îlot concerné

OU

- Si 2 PGM fonctionnent avec $P > 200$ MVA.

Durant le « dispatching contrôlé par le GRT », pendant que les marchés sont suspendus, ELIA désactivera son Frequency Restoration Control de la zone RFP (AGC en mode Off).

8.4 Contrôle et gestion des îlots électriques

Pendant les phases initiales de reconstitution du réseau, plusieurs îlots électriques sont remis sous tension indépendamment les uns des autres, afin de limiter les conséquences d'une instabilité potentielle à la seule zone affectée.

Une communication intensive entre ELIA et les opérateurs de PGM, d'une part, et entre ELIA et le GRD ou les installations de consommation ou les GRFD directement raccordés, d'autre part, est de la plus haute importance pour assurer l'équilibre entre production et consommation de puissance active.

Les rôles et responsabilités des opérateurs des NCC et RCC d'ELIA en fonction du nombre de zones indépendantes et du niveau de tension.

- Les RCC d'ELIA sont responsables de:
 - la surveillance de la remise sous tension des réseaux 220 - 150 kV et de niveaux de tension inférieurs ;
 - la coordination des PGM raccordés au réseau 220-150 kV et de niveaux de tension inférieurs (y compris SER) s'il n'y a qu'un seul îlot (réseau séparé) ;
 - contrôle des procédures de black-start pour les 220 et 150 kV ;
 - manoeuvres sur les réseaux 220-150 kV et de niveaux de tension inférieurs ;
 - la coordination avec les opérateurs d'ELIA dans les postes ou sur le terrain ;
 - la coordination avec les GRD et les clients industriels.

- Le NCC d'ELIA est responsable de :
 - surveillance de la remise sous tension du réseau 380 kV ;
 - la coordination entre les PGM dans la partie du réseau remise sous tension (Doel, Tihange, Coe, autres unités) ;
 - la coordination avec les GRT étrangers ;
 - contrôle de la procédure black-start pour la remise sous tension du 380 kV ;
 - la coordination entre les différentes zones comprenant la resynchronisation des régions asynchrones ;
 - monitoring des PGM dès que 2 zones indépendantes sont resynchronisées ;
 - la coordination avec les RCC et de la surveillance de l'application adéquate de la stratégie de reconstruction ;
 - la gestion du contrôle automatique de la fréquence de charge (AGC).

8.5 Resynchronisation des zones en îlotage

La resynchronisation des zones électriques indépendantes ne peut être effectuée que par le biais du réseau 380 kV qui doit d'abord être reconstitué. Deux îlots 150 kV locaux indépendants ne peuvent pas être directement synchronisés l'un avec l'autre.

La resynchronisation a lieu dans des postes équipés de dispositifs de synchronisation automatique. De tels dispositifs sont présents sur les disjoncteurs côté secondaire des transformateurs 380/150 kV ou 380/220 kV et sur les couplages de la plupart des postes 380 kV.

Pour une synchronisation réussie, les deux zones électriques indépendantes doivent avoir presque la même fréquence et la même amplitude de tension ainsi qu'un angle de tension entre les vecteurs de tension suffisamment petit, ce qui signifie que juste après l'interconnexion, le flux sur la ligne d'interconnexion sera proche de zéro.

La resynchronisation des zones électriques augmente l'inertie totale du réseau et le rend plus stable et moins vulnérable aux écarts de fréquence et de tension lors des réenclenchements de charge.

Les zones électriques indépendantes doivent être resynchronisées si possible lorsque :

- Au moins 3 PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW sont activés ET la charge totale dans chaque zone indépendante est supérieure à 350 MW.

OU

- L'une des zones est raccordée au réseau de la France, des Pays-Bas, du Royaume-Uni ou de l'Allemagne.

La resynchronisation des zones électriques indépendantes doit se faire à une fréquence cible d'environ 50 Hz.

Lorsque deux zones indépendantes sont synchronisées, l'un des PGM qui contrôle la fréquence doit passer en mode de contrôle de puissance (mode de statisme/droop). Le PGM qui restera en mode de contrôle de la fréquence sera de préférence celui qui aura la plus grande inertie.

9 Procédure de gestion de la fréquence

9.1 Activation

ELIA active sa procédure de gestion de la fréquence :

- En préparation de la procédure de resynchronisation, lorsqu'une zone synchrone est divisée en plusieurs régions synchronisées ;
- En cas d'écart de fréquence dans la zone synchrone si le système est en état de reconstitution ; ou
- En cas de remise sous tension top-down.

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

La procédure de gestion de la fréquence du **Plan de reconstitution** 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.

9.2 Actions avant la désignation d'un pilote de la fréquence

GESTION DU RÉGULATEUR DE RESTAURATION DE LA FRÉQUENCE DE LA ZONE RFP

En cas d'écarts de fréquence supérieurs à 200 mHz, les régulateurs de restauration de la fréquence de la zone RFP seront automatiquement commutés en **Mode de contrôle gelé (Frozen Control Mode)**, pour permettre à l'opérateur 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 un aFRR demeureront inchangés. Jusqu'à ce qu'il soit débloqué, le contrôleur secondaire reste passif et aucune area control error (ACE) n'est réglée automatiquement.

RÉPONSE DU RÉGULATEUR DE RESTAURATION DE LA FRÉQUENCE DE LA ZONE RFP

En cas d'écarts de fréquence supérieurs à 200 mHz et jusqu'aux plages de fréquence définies à l'article 154(6), de la SOGL, les PGM doivent si nécessaire augmenter ou réduire leur production de puissance (tant dans le sens positif que négatif) jusqu'à leur capacité maximale ou minimale, pour autant qu'il n'existe aucune limite technique.

La réponse FCR correspondante doit avoir le même statisme adopté pour l'état normal et l'état d'alerte et ne doit, en aucun cas, mettre en danger la stabilité des PGM fournissant des FCR.

ACTIVATION DU MODE DE RÉGLAGE RESTREINT DE LA FRÉQUENCE (LFSM)

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

MESURES SUPPLÉMENTAIRES DU RÉGULATEUR DE RESTAURATION DE FRÉQUENCE DE LA ZONE RFP

ELIA peut ignorer manuellement ou automatiquement le signal de sortie du Mode de contrôle gelé des régulateurs 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.

Les actions coordonnées en état normal et en état d'alerte convenues antérieurement et visant à restaurer la fréquence doivent être respectées.

MESURES ADDITIONNELLES DU GRT

En cas d'écarts de fréquence supérieurs à 200 mHz, ELIA est autorisée à activer manuellement et/ou automatiquement des mesures supplémentaires comme décrit dans le Plan de défense du réseau.

9.3 Désignation d'un pilote de la fréquence

Pendant la reconstitution du réseau, lorsque la zone synchrone Europe continentale est divisée en plusieurs régions synchronisées, les GRT de chaque région synchronisée désignent un pilote de la fréquence.

Pendant la reconstitution du réseau, lorsque la zone synchrone Europe continentale n'est pas divisée mais que la fréquence du réseau dépasse les limites de fréquence applicables à l'état d'alerte (voir paragraphe 5.2), tous les GRT de la zone synchrone Europe continentale désignent un pilote de la fréquence.

Le GRT ayant le facteur K estimé en temps réel le plus élevé est désigné comme pilote de la fréquence.

Lorsque la situation en temps réel l'autorise, **Amprion** sera désigné comme pilote de la fréquence dans la zone synchrone Europe continentale.

Le facteur K d'une zone ou d'un bloc de contrôle est exprimé en mégawatts par Hertz (MW/Hz) et indique, pour un écart de fréquence de 1 Hz, la réaction attendue du contrôle des FRR en termes d'ajustement de la puissance active dans la zone ou le bloc de contrôle.

Le tableau 3 résume les facteurs K des différents GRT.

Country	Country	TSO	P (MW)	K-factor (MW/Hz)
Short				
DE	Germany	Amprion	662	5892
FR	France	RTE	608	5407
ES	Spain	REE	389	3462
IT	Italy	Terna S.p.A.	321	2854
PL	Poland	PSE-Operator	166	1474
NL	The Netherlands	TenneT	111	986
BE	Belgium	Elia	97	867
CZ	Czech Republic	CEPS	91	808
CH	Switzerland	swissgrid	74	654
RO	Romania	Transelectrica	63	560
AT	Austria	VERBUND APG	62	552
GR	Greece	HTSO/DESMIE	59	521
PT	Portugal	REN	50	443
RS	Serbia	JP EMS	43	386
BG	Bulgaria	ESO-EAD	43	379
HU	Hungary	MAVIR Zrt	42	370
SK	Slovak Republic	SEPS	29	259
DK-W	Denmark West	Energinet.dk	26	234
SI	Slovenia	ELES	15	130
BA	Bosnia-Herzegovina	ISO BiH	13	117
HR	Croatia	HEP-OPS	12	110
UA	West Ukraine	NDC-WPS Ukrenergo	8	82
MK	FYROM	MEPSO	7	60
AL	Albania	OST	6	53
ME	Montenegro	EPCG	2	20

Tableau 3 : facteur K des GRT

Les GRT de la zone synchrone Europe continentale peuvent désigner d'un commun accord un autre GRT comme pilote de la fréquence en tenant compte des critères suivants :

- (a) La quantité des réserves de puissance active disponibles et particulièrement les réserves de restauration de la fréquence ;
- (b) Les capacités disponibles sur les interconnexions ;
- (c) La disponibilité de mesures de la fréquence des GRT de la région synchronisée ou de la zone synchrone Europe continentale ; et
- (d) La disponibilité de mesures sur les éléments critiques de la région synchronisée ou de la zone synchrone Europe continentale.

Le **GRT désigné comme pilote de la fréquence informe** de sa désignation **les autres GRT** de la zone synchrone dans les meilleurs délais.

Le pilote de la fréquence désigné agira en cette qualité :

- (a) Jusqu'à ce qu'un autre pilote de la fréquence soit désigné pour sa région synchronisée ;
- (b) Jusqu'à ce qu'un nouveau pilote de la fréquence soit désigné à la suite d'une resynchronisation de sa région synchronisée avec une autre région synchronisée; ou

- (c) Jusqu'à ce que la zone synchrone Europe continentale ait été entièrement resynchronisée, que la fréquence du réseau se situe dans la plage de fréquence standard et que le RFP assuré par chaque GRT de la zone synchrone ait été rétabli dans son mode d'exploitation normal, conformément à l'article 18(1) de la SOGL.

9.4 Gestion de la fréquence après un écart de fréquence

Si aucun pilote de la fréquence n'a été désigné :

- Le premier PGM qui met un îlot sous tension (ce peut être un PGM en îlotage, en mode de réseau séparé ou une unité black-start) doit toujours être en réglage de fréquence avec la zone d'insensibilité hors service afin d'éviter des déviations de fréquences trop importantes lorsque des charges sont commutées.
 - La fréquence est réglée sur 51 Hz;
 - Après chaque augmentation de puissance, les opérateurs du PGM concerné doivent à nouveau régler la fréquence sur 51 Hz;
 - Il faut veiller en continu à ce que le PGM ait une marge suffisante pour pouvoir supporter la prochaine augmentation de puissance. Une « règle empirique » générale recommande de ne pas excéder 70% de la production de puissance active nominale durant les phases initiales de la reconstitution de l'îlot.
 - La puissance du premier PGM sera utilisée pour alimenter les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dont les services auxiliaires des autres PGM. Après un certain temps, d'autres PGM seront connectés au réseau et seront en mesure d'injecter de la puissance.
 - Dès que plusieurs PGM se sont connectés à l'îlot, seul un PGM par îlot pourra régler la fréquence. La préférence va au PGM dont l'inertie est la plus élevée.
 - Les autres PGM se mettent en réglage de puissance et doivent suivre les consignes du RCC d'ELIA (pour les PGM connectés au réseau <380 kV) ou du NCC d'ELIA (pour les PGM connectés au réseau 380 kV) afin d'ajuster la valeur de réglage de la puissance active.
 - Si la production de puissance active du PGM en réglage de fréquence excède 70%, il sera demandé aux PGM en réglage de puissance d'augmenter leur valeur de réglage. Ainsi, le PGM en réglage de fréquence diminuera automatiquement sa puissance active.
 - La réduction de la **fréquence cible** de 51 Hz à 50 Hz aura lieu dès que les conditions suivantes seront remplies :
 - S'il y a suffisamment de réserve de puissance active vers le haut et vers le bas sur le PGM en réglage de fréquence pour qu'il puisse traiter l'alimentation PV attendue ET
 - Si une resynchronisation avec une autre région indépendante est envisagée, même s'il n'y a qu'un seul PGM dans le réseau séparé concerné
- OU
- Si 2 PGM fonctionnent avec $P > 200$ MVA.

Si un **pilote de la fréquence** a été désigné :

- ELIA désactivera le régulateur de restauration de fréquence de la zone RFP ;
- Le pilote de la fréquence gèrera l'activation manuelle des FRR dans la zone synchrone, en vue de réguler la fréquence de la zone synchrone vers la fréquence nominale et en tenant compte des limites de sécurité opérationnelle définies en application de l'article 25 de la SOGL.
- Sur demande, chaque GRT de la zone synchrone apportera son soutien au pilote de la fréquence.

9.5 Gestion de la fréquence après une division de zone synchrone

- Chaque zone synchrone désignera un pilote de la fréquence ;
- ELIA suspend l'activation manuelle des FRR ;
- Le pilote de la fréquence doit établir, après consultation des autres GRT de la zone synchrone, le mode de fonctionnement à appliquer au régulateur de restauration de la fréquence de la zone RFP exploité par ELIA ;
- Les écarts de fréquence sont gérés par le pilote de la fréquence selon la procédure décrite ci-dessus ;
- Une fois que la fréquence dans les différentes zones synchrones est suffisamment stable, ces zones doivent être resynchronisées selon la procédure de resynchronisation ;
- Le pilote de la fréquence gère l'activation manuelle des FRR dans la zone synchrone, en vue de réguler la fréquence de la zone synchrone vers la fréquence cible établie éventuellement par le responsable de la resynchronisation conformément au paragraphe 10.2 et en tenant compte des limites de sécurité opérationnelle fixées conformément à l'article 25 de la SOGL ;
- Lorsqu'aucun responsable de resynchronisation n'est désigné pour la zone synchrone, le pilote de la fréquence doit essayer de réguler la fréquence vers la fréquence nominale ;
- Sur demande, chaque GRT de la zone synchrone apportera son soutien au pilote de la fréquence.
- Le FCR reste activé. Selon l'écart de fréquence, le LFSM peut être activé.

9.6 Détermination de la charge maximale à reconnecter

Les règles empiriques suivantes s'appliquent pour déterminer les blocs de charge maximum à reconnecter, à condition que des réserves d'énergie suffisantes soient disponibles sur les PGM :

- Charge totale en zone indépendante < 1000 MW : bloc de charge maximum admissible : 5 MW ;
- Charge totale en zone indépendante > 1000 MW et la zone n'est pas interconnectée avec le pays voisin : bloc de charge maximum : 10 MW ;
- La zone de contrôle d'ELIA est interconnectée avec les Pays-Bas ou la France et la charge totale dans la région synchrone > 2000 MW : bloc de charge maximum admissible : 20 MW ;

- La zone de contrôle d'ELIA est interconnectée avec les Pays-Bas ou la France et la charge totale dans la région synchrone > 5000 MW : bloc de charge maximum admissible : 50 MW ;
- ELIA est interconnecté avec l'ensemble de la zone synchrone Europe continentale : bloc de charge maximum acceptable : 100 MW.

ELIA prendra en compte un temps suffisant avant d'autoriser la reconnexion des blocs de charge successifs pour permettre la stabilisation du système.

10 Procédure de resynchronisation

10.1 Désignation d'un responsable de la resynchronisation

Pendant la reconstitution du réseau, s'il est possible de resynchroniser deux régions synchronisées sans compromettre la sécurité d'exploitation des réseaux de transport, les pilotes de la fréquence de ces régions synchronisées désignent un responsable de la resynchronisation en consultation avec au moins le ou les GRT identifiés comme responsables potentiels de la resynchronisation. Chaque pilote de la fréquence informe dans les meilleurs délais les GRT de sa région synchronisée de la désignation du responsable de la resynchronisation.

Pour chaque paire de régions synchronisées à resynchroniser, le responsable de la resynchronisation est le GRT qui :

- Dispose au moins d'un poste électrique opérationnel équipé d'un dispositif de couplage asynchrone à la frontière entre les deux régions synchronisées à resynchroniser ;
- Dispose d'un accès aux mesures de la fréquence des deux régions synchronisées ;
- Dispose d'un accès aux mesures de la tension aux postes électriques entre lesquels se situent les points de resynchronisation potentiels ; et
- Est en mesure de contrôler la tension des points de resynchronisation potentiels.

Lorsque plus d'un GRT remplit ces critères, le GRT ayant le plus important nombre de points de resynchronisation potentiels entre les deux régions synchronisées est désigné comme responsable de la resynchronisation, sauf si les pilotes de la fréquence des deux régions synchronisées désignent d'un commun accord un autre GRT comme responsable de la resynchronisation.

Le responsable de la resynchronisation désigné agit en tant que tel :

- Jusqu'à ce qu'un autre responsable de la resynchronisation soit désigné pour les deux régions synchronisées ; ou
- Jusqu'à ce que les deux régions synchronisées aient été resynchronisées et que la resynchronisation soit complète.

Le poste sélectionné par le responsable de la resynchronisation :

- Doit être équipé d'un dispositif permettant la resynchronisation de deux régions asynchrones (PSD - Parallel Switch Device)
- Est situé de préférence à une distance suffisante des PGM.

**ELIA pourrait utiliser les postes suivants pour se resynchroniser avec :
[Information confidentielle]**

10.2 Stratégie de resynchronisation

Pendant la resynchronisation, le responsable de la resynchronisation doit tenir compte des **limites maximales** suivantes :

- **150 mHz** pour la différence de fréquence

- **15°** pour l'angle de phase
- Aucune limite n'est définie pour les différences de tension car de grandes différences de tension induisent des flux de courant réactif qui n'ont pratiquement aucun impact sur le couple du générateur. Sauf différences de tension extrêmes, elles n'ont qu'un impact limité sur les flux dans les équipements de transport.

Avant la resynchronisation,

- Le responsable de la resynchronisation :
 - (a) Fixe, conformément aux limites maximales données plus haut :
 - a. La **valeur cible de la fréquence** aux fins de la resynchronisation ;
 - b. La **différence de fréquence maximale** (150mHz) entre deux régions synchronisées ;
 - c. **L'échange maximal de puissance active et réactive** ;
 - d. Le **mode de fonctionnement** à appliquer au régulateur de restauration de la fréquence de la zone RFP ;
 - (b) **Sélectionne le point de resynchronisation** en tenant compte des limites de sécurité d'exploitation dans les régions synchronisées ;
 - (c) **Établit et prépare l'ensemble des actions nécessaires** pour la resynchronisation de deux régions synchronisées au point de resynchronisation ;
 - (d) Établit et prépare un **ensemble d'actions à mener par la suite** pour établir des connexions supplémentaires entre les régions synchronisées ; et
 - (e) Évalue l'état de préparation des régions synchronisées pour la resynchronisation.

Lors de l'exécution de ces tâches, le responsable de la resynchronisation consulte

- Les pilotes de la fréquence des régions synchronisées concernées,
- Si pertinent, les GRT exploitant les postes électriques employés pour la resynchronisation.
- Chaque pilote de la fréquence informe sans délai indu les GRT de sa région synchronisée de la resynchronisation programmée.
- Un des deux pilotes de la fréquence doit suspendre son mode de contrôle automatique de la fréquence.

Lorsque l'ensemble des conditions sont réunies, le responsable de la resynchronisation exécute la resynchronisation en activant les mesures préalablement établies.

La Figure 4 donne une vision schématique de la procédure de resynchronisation.

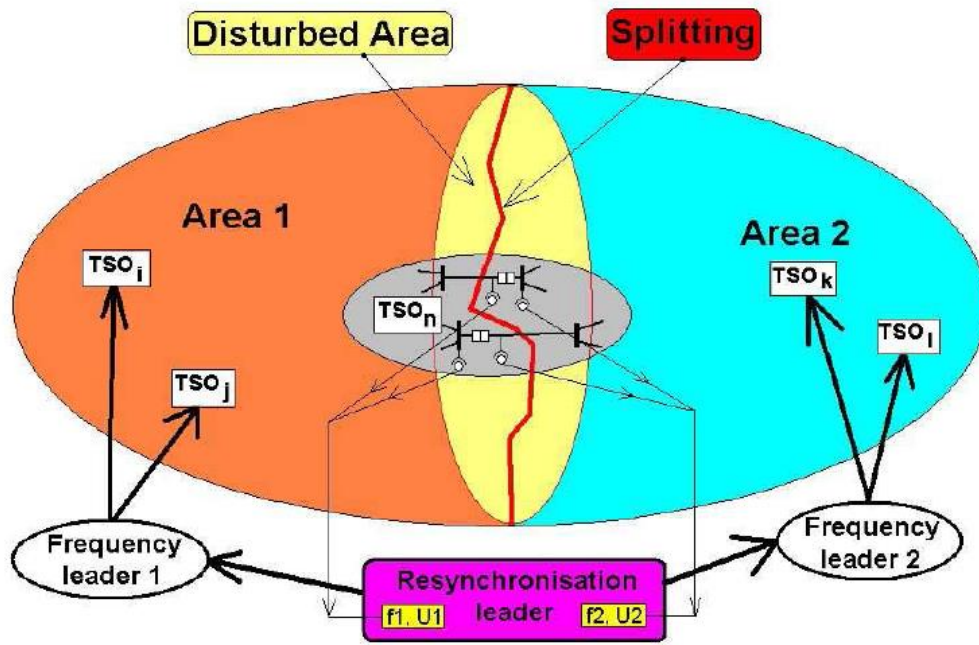


Figure 4 : Procédure de resynchronisation

11 Échange d'informations en états de black-out et de reconstitution

L'échange d'informations en cas de black-out ou de reconstitution du réseau de transport est établi conformément aux articles 38 et 40 du NC E&R.

11.1 Notification « Blackout ELIA »

11.1.1 Notification de black-out par ELIA aux parties prenantes pertinentes

La notification « Blackout ELIA » a pour but d'informer 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.

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 retard 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
- Pouvoirs publics
- Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)
- Utilisateurs significatifs du réseau (USR)
- Coreso (CSR)
- 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, 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.

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

11.2 Notification « Market Suspension ELia »

Dans le cas où ELIA décide de suspendre les activités de marché selon les « règles de suspension et de rétablissement des activités de marché » et les « règles régissant le règlement des déséquilibres de l'énergie d'équilibrage en cas de suspension des activités de marché », ci-après dénommées les « règles de marché », elle doit appliquer la procédure de communication incluse dans ces règles de marché, comme spécifié à l'article 38 du NC E&R.

L'objectif de la notification « Suspension de marché ELIA » est d'envoyer des informations simultanément 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 (CSR)
- Les GRT des régions pour le calcul de capacités dont ELIA est membre :
 - CORE : 50 Hertz, Amprion, APG, Creos, CEPS, ELES, HOPS, Mavir, PSE, RTE, SEPS, Tennet Germany, Tennet NL, Transelectrica, Transnet BW
 - CHANNEL : National Grid, RTE, Tennet NL
- Fluxys Belgium (gestionnaire de réseau de transport de gaz)
- Autres entités concernées

La notification « Suspension de marché ELIA » est activée **manuellement** et comprendra la date et l'heure auxquelles les activités de marché ont été suspendues, conformément à l'article 35 du NC E&R.

Au cours du processus de reconstitution, les entités énumérées ci-dessus seront régulièrement informées :

- des avancées du processus de reconstitution du réseau de transport ;
- de la meilleure estimation de la date et de l'heure de la reconstitution du réseau de transport ;
- de la date et de l'heure auxquelles le réseau de transport a été rétabli à l'état normal ou à l'état d'alerte.

ELIA communiquera en temps utile les informations suivantes nécessaires à la préparation du rétablissement des activités de marché :

- La date et l'heure auxquelles ELIA a l'intention de passer de « dispatching contrôlé par le GRT » à un dispatching du réseau régi par le marché, le jour J, à l'heure H.
- L'heure du jour J-1 pour la soumission des programmes, pour toutes les 24 heures du jour J
- L'heure du jour J-1 à laquelle les résultats du couplage de marché seront publiés
- Autres informations si nécessaire.

Toutes les notifications seront publiées sur le **site web** d'ELIA. Si une notification ou une mise à jour du site Web n'est pas possible, ELIA informera par courrier électronique, ou par

tout autre moyen disponible, au moins les parties participant directement aux activités de marché suspendues.

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, 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.

11.3 Notification « Market Restoration Elia »

La notification « Market Restoration ELIA » sera envoyée aux mêmes entités et utilisera les mêmes canaux de communication que la notification « Suspension de marché ELIA » (voir paragraphe 11.2).

La notification « Market Restoration ELIA » est activée **manuellement** et a pour but de notifier aux entités listées dans le paragraphe 11.2 que les activités de marché ont été rétablies. La date et l'heure auxquelles les activités de marché ont été rétablies seront envoyées.

11.4 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 « Restoration » dans le système d'alerte Entso-E.

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 retard 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 (CSR)

- 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.

12 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 en cas de black-out/reconstitution lorsque le réseau de communication public ne fonctionne plus.

ELIA mettra tout en œuvre pour pouvoir envoyer à temps les notifications mentionnées au paragraphe 11 aux parties prenantes.

Lors des différents états du réseau, ELIA veillera à une sécurité d'exploitation maximale des canaux de communication qu'elle gère. ELIA prévoit plusieurs canaux de communication pour pouvoir rester en contact avec les différents acteurs concernés, entre autres :

- les réseaux de communication publics
- les liaisons de communication de données parallèles au réseau électrique à haute tension et qui sont gérées par ELIA
- le réseau de téléphone satellite public Iridium, également employé par une série d'utilisateurs du réseau.

Etant donné qu'un réseau de téléphone satellite public n'offre aucune garantie de continuer à fonctionner en cas de black-out, ELIA a commencé à développer son propre réseau satellite privé.

Conformément aux considérations du 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 réseaux 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.

Spécialement durant la procédure de remise sous tension, il est essentiel pour la sécurité des personnes et du matériel et pour la stabilité du réseau qu'ELIA puisse communiquer avec les GRD et les USR avant la remise sous tension d'un poste ; et qu'ELIA puisse donner des instructions sur la quantité maximale de charge qui peut être prélevée du réseau ou l'injection maximale de sources d'énergie (distribuées) qui peuvent être acceptées, etc.

Conformément à l'article 41 du NC E&R, chaque GRD et chaque USR identifié conformément au paragraphe 4.1, chaque fournisseur de services de reconstitution et ELIA doivent disposer, au plus tard pour le 18 décembre 2022, d'un système de communication vocale ou de données, avec suffisamment d'appareils de réserve et des sources d'alimentation électrique de secours suffisantes pour l'échange des informations nécessaires au plan de reconstitution pendant au moins 24 heures en cas d'absence totale de source d'alimentation électrique externe ou de défaillance de l'équipement du système de communication vocale.

Les systèmes de communication vocale des GRD et des utilisateurs significatifs du réseau identifiés dans le paragraphe 4.1 et des fournisseurs de services de reconstitution, ainsi que le propre système de communication vocale d'ELIA, doivent permettre leur interopérabilité et garantir que l'appel entrant d'ELIA puisse être identifié par l'autre partie et obtenir une réponse immédiate.

La communication vocale d'ELIA et des GRD comprend la communication interne à l'entreprise, la communication mutuelle, ainsi qu'avec d'autres lieux nécessaires à la reconstitution, par exemple les postes, les salles de contrôle de secours, les centres (de contrôle) régionaux, les centres de crise, etc.

Chaque GRD et USR identifié au paragraphe 4.1, ainsi que chaque fournisseur de services de reconstitution assurent la disponibilité 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 d'un opérateur possédant les compétences et le « niveau de responsabilité » appropriés pour garantir que les appels entrants du GRT peuvent être traités immédiatement et conduiront aux actions adéquates.

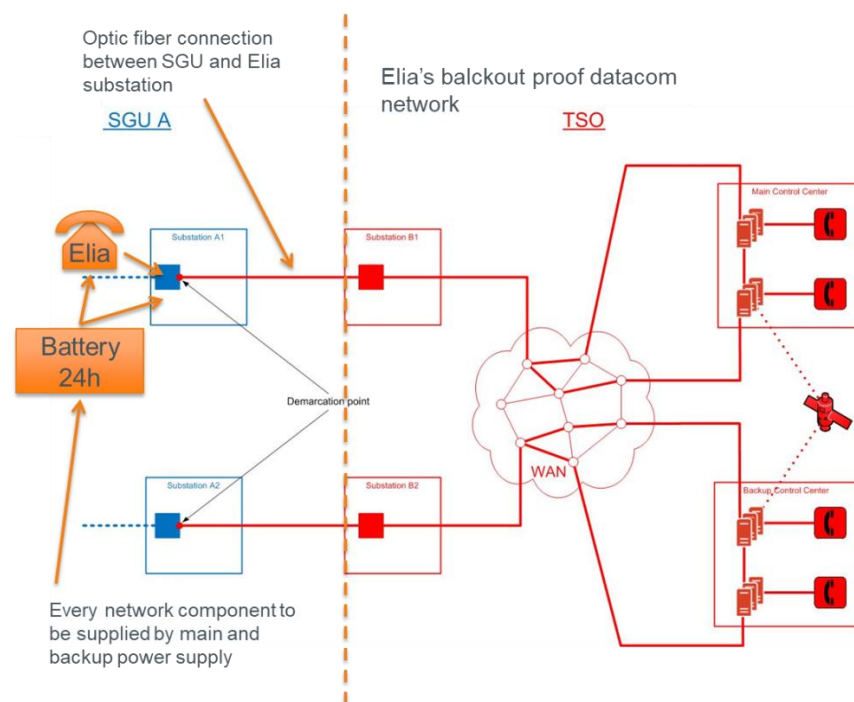


Figure 5: Exemple d'infrastructure de communication redondante entre un USR et ELIA

La Figure 5 fournit un exemple de la manière d'atteindre le niveau nécessaire d'infrastructure de communication redondante, c.-à-d. présentant suffisamment d'appareils de réserve.

Il existe trois types d'équipement actif du réseau :

1. Équipement de réseau de l'opérateur : Systèmes de transmission, Systèmes C/DWDM
2. Équipement de réseau de données : Routeur, switches, serveurs réseau (par ex. DNS, NTP, DHCP)
3. Équipement de réseau vocal : PBX, serveurs, Systèmes de communication VoIP, consoles téléphoniques de dispatching, téléphones

Pour obtenir la redondance de l'équipement de réseau actif, chaque type d'équipement de réseau actif doit être installé au moins deux fois dans le système pour les éléments centraux (Centre de contrôle principal / Centre de contrôle de secours). L'installation n'est pas liée à l'emplacement de l'équipement mais à la disponibilité de la fonction et des services.

Les équipements de réseau passifs sont les lignes de réseau de communication physiques entre différentes parties.

La redondance de l'équipement de réseau passif peut être obtenue par l'une des options suivantes :

- Réseau de communication maillé avec au moins 2 voies de communication entre 2 nœuds donnés,
- 2 lignes directes entre les entités qui ont besoin de communiquer ensemble : 2 lignes principales ou 1 ligne principale et 1 ligne de secours.

Dans ce cas, les 2 lignes doivent être « géographiquement séparées » pour éviter, p. ex., un point commun de défaillance.

Chaque équipement de réseau actif doit être pourvu d'une alimentation électrique principale et d'une alimentation de secours résiliente.

Cela signifie qu'une alimentation de secours d'une autonomie de 24 heures est nécessaire pour le centre d'exploitation du réseau, ainsi que pour chaque site hébergeant un équipement de réseau actif de la chaîne de communication, p. ex. les salles de contrôle, les sites hébergeant des serveurs, les postes hébergeant l'équipement émettant le signal sur le réseau, les routeurs et/ou les switches.

En ce qui concerne l'alimentation électrique de secours, c'est à la partie concernée de choisir le type utilisé, p. ex. des batteries et/ou des générateurs diesel.

ELIA recommande aux entités pour lesquelles la communication pendant la reconstitution du réseau est essentielle d'installer, dans leur salle de contrôle, un téléphone VoIP connecté par fibre optique au poste ELIA le plus proche, où la connexion avec le réseau datacom d'ELIA peut être réalisée. L'utilisateur du réseau doit assurer la redondance et l'alimentation de secours de tous les composants actifs de la connexion de communication sur ses sites.

13 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 : 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 déconnexion 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.

EAS : Système d'alerte Entso-E : 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 : déconnexion 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 est 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 déconnexion manuelle et le système de déconnexion 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 arrêtant le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci du 23 mai 2014.

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.

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 : une 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.

14 Liste des postes essentiels pour les procédures du Plan de reconstitution (confidentielle)

15 Liste des mesures et délais de mise en œuvre

15.1 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	Installer des générateurs diesel d'urgence dans les postes essentiels à la procédure de reconstitution	31/12/2022
2	Mettre en œuvre la notification « Blackout ELIA », « Market Suspension ELIA », « Market Restoration ELIA » et « Grid Restoration ELIA »	date approbation ministre + 1 an
3	Mettre à niveau les règles correspondant à l'actuel « heropbouwcode/code de reconstruction » dans l'EMS conformément à ce nouveau Plan de reconstitution.	date approbation ministre + 1 an

15.2 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 place des moyens de communication résistants aux pannes généralisées, tels que décrits au paragraphe 12 du Plan de reconstitution	18/12/2022
2	Mettre en œuvre la réception en bon ordre des différentes notifications envoyées par ELIA, comme décrit au paragraphe 11 du Plan de reconstitution. ELIA consultera les parties prenantes pour définir les modalités pratiques dans les prochains mois.	date approbation ministre + 1 an

15.3 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	Mettre en œuvre la réception en bon ordre des différentes notifications envoyées par ELIA, comme décrit au paragraphe 11 du Plan de reconstitution. ELIA consultera les parties prenantes pour définir les modalités pratiques dans les prochains mois.	date approbation ministre + 1 an

16 Liste des documents connexes

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

16.1. Documents uniquement disponibles en interne (confidentielle)

16.2. 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. 23(4), point c du NC E&R (confidentielle)