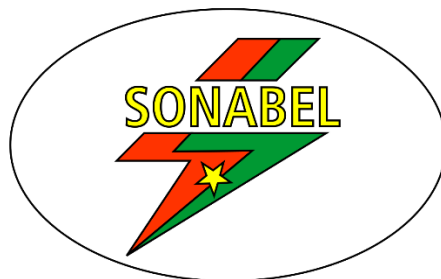

ELABORATION DES CODES DE RESEAU DU SYSTEME ELECTRIQUE DU BURKINA FASO

CONTRAT N° 25--/2021/DMP

Code d'exploitation & de conduite

Version finale



Société Nationale d'Electricité du Burkina

Références du document		
Date : 03/07/2023	Version : V.03	
Auteurs	Vérificateurs	Approbateur
D. NDIAYE – E. SAHUGUET	H. MARIA	P. BERTOLINI
Nom du fichier : CodeExploit_Burkina_V.03bis		
Code affaire : PSEBFAS00		
Suivi des révisions		
V.01	Premier Draft de Code d'exploitation envoyé le 18.11.2022	
V.02	Second Draft de Code d'exploitation prenant en compte les commentaires formulés par la SONABEL et les autres parties prenantes	
V.03	Version finale prenant en compte les commentaires finaux formulés par la SONABEL et les autres parties prenantes	

TABLE DES MATIERES

TITRE 1. DISPOSITIONS GENERALES	7
Article 1. Terminologies, sigles et acronymes	7
Article 2. Objet.....	15
Article 3. Champ d'application	16
TITRE 2. SECURITE D'EXPLOITATION	16
CHAPITRE 1. Tâches du GRT	16
Article 4. Tâches du GRT concernant l'exploitation du réseau	16
CHAPITRE 2. États du réseau, actions correctives et limites de sécurité d'exploitation	16
Article 5. Classification des états ou modes d'exploitation du réseau	17
Article 6. Surveillance et détermination des états du réseau par le GRT	18
Article 7. Actions correctives dans l'exploitation du réseau	19
Article 8. Principes et critères applicables aux actions correctives	19
Article 9. Catégories d'actions correctives.....	20
Article 10. Préparation, activation des actions correctives	21
Article 11. Déconnexion d'un USR.....	21
Article 12. Limites de sécurité d'exploitation	22
Article 13. Disponibilité des moyens, dispositifs et outils de communication du GRT	23
CHAPITRE 3. Exigences générales en matière de réglage de la fréquence	24
Article 14. Principes généraux.....	24
Article 15. Réserve de puissance active	24
Article 16. Fournisseurs de réserves.....	25
Article 17. Réglage primaire	26
Article 18. Dimensionnement de la réserve primaire	27
Article 19. Obligations des fournisseurs de réserves en matière de réglage primaire de la fréquence	27
Article 20. Responsabilités du GRT en matière de réglage primaire de la fréquence	28
Article 21. Réglage secondaire	29
Article 22. Dimensionnement de la réserve secondaire	30
Article 23. Obligations des fournisseurs de réserves en matière de réglage secondaire	30
Article 24. Responsabilités du GRT en matière de réglage secondaire de la fréquence	31
Article 25. Réserve tertiaire.....	31
Article 26. Dimensionnement de la réserve tertiaire.....	31
Article 27. Obligation des fournisseurs de réserves en matière de réserve tertiaire .	32
Article 28. Responsabilités du GRT en matière de réglage tertiaire	32

CHAPITRE 4. Gestion de la tension et de la puissance réactive.....	32
Article 29. Obligations du GRT concernant les limites de tension	32
Article 30. Gestion de la tension et de la puissance réactive par le GRT compétent.	33
Article 31. Obligations des USR concernant le réglage de la tension et la gestion de la puissance réactive sur le réseau.....	34
CHAPITRE 5. Gestion du courant de court-circuit.....	34
Article 32. Courant de court-circuit	34
Article 33. Calcul du courant de court-circuit et mesures afférentes	35
CHAPITRE 6. Gestion des flux de puissance	35
Article 34. Obligation du GRT concernant les limites de transit.....	35
Article 35. Gestion des flux de puissance par le GRT compétent	36
CHAPITRE 7. Protections.....	36
Article 36. Exigences générales relatives aux protections.....	36
Article 37. Exigences générales en matière de contrôle-commande.....	37
TITRE 3. PERFORMANCE DU RPT	38
Article 38. Qualité de la tension	38
Article 39. Qualité de la fréquence	39
Article 40. Qualité de l'onde de tension.....	40
Article 41. Qualité du service public de l'énergie.....	41
Article 42. Analyse des incidents	42
TITRE 4. CONFORMITE.....	43
Article 43. Responsabilité des USR.....	43
Article 44. Essais de conformité pour les installations de consommation ou de stockage en vue de fournir une réserve primaire.....	44
Article 45. Contrôle de la conformité	45
Article 46. Suspension de l'accès au RPT par le GRT.....	45
TITRE 5. ECHANGES DE DONNEES ET D'INFORMATIONS	46
CHAPITRE 1. Exigences générales sur les échanges de données et d'informations	46
Article 47. Organisation, rôles, responsabilités et qualité des échanges de données	46
Article 48. Confidentialité des données échangées	46
Article 49. Organisation des échanges d'informations en temps réel	47
Article 50. Information des parties à la suite d'une indisponibilité non programmée	47
CHAPITRE 2. Échange de données entre le GRT et les GRD au sein de la zone de contrôle d'un GRT.....	48
Article 51. Echange de données structurelles	48
Article 52. Echange de données en temps réel	49
CHAPITRE 3. Echanges de données entre le GRT et unités de production d'électricité raccordées au RPT.....	49

Article 53.	Echange de données structurelles	49
Article 54.	Echange de données en temps réel	50
CHAPITRE 4.	Echange de données entre les GRT et les Installations de consommation	51
Article 55.	Echange de données structurelles	51
Article 56.	Echange de données en temps réel	51
Article 57.	Echange de données entre le GRT et les installations de consommation raccordées au réseau de distribution associées à la participation active de la demande	51
TITRE 6.	PLANIFICATION DE L'EXPLOITATION.....	53
CHAPITRE 1.	Coordination de la maintenance	53
Article 58.	Programmation des indisponibilités	53
Article 59.	Modifications du calendrier prévisionnel des indisponibilités.....	54
CHAPITRE 2.	Données pour l'Analyse de la Sécurité d'exploitation	54
Article 60.	Principes généraux.....	54
Article 61.	Modèles de réseaux.....	55
Article 62.	Données requises pour la planification à une semaine	56
Article 63.	Données requises pour la planification journalière.....	56
CHAPITRE 3.	Analyse et traitement des Aléas	57
Article 64.	Liste des aléas	57
Article 65.	Analyse de la sécurité d'exploitation.....	57
Article 66.	Traitement des aléas en planification.....	58
Article 67.	Traitement des aléas en temps réel.....	58
Article 68.	Calcul de capacités de transfert.....	59
TITRE 7.	FORMATION.....	60
Article 69.	Programme de formation	60
Article 70.	Conditions de formation	61
TITRE 8.	ETAT D'URGENCE ET RECONSTITUTION DU RESEAU	63
CHAPITRE 1.	Plan de défense du reseau.....	63
Article 71.	Principes généraux.....	63
Article 72.	Conception du plan de défense du réseau	63
Article 73.	Mise en place du Plan de défense du réseau	64
CHAPITRE 2.	Mesures du Plan de défense du reseau	64
Article 74.	Système de réglage automatique de la sous-fréquence.....	64
Article 75.	Système de réglage automatique de la sur-fréquence	65
Article 76.	Système automatique contre l'écroulement de tension	65
Article 77.	Procédure de gestion des écarts de fréquence.....	66
Article 78.	Procédure de gestion des écarts de tension	66

Article 79.	Procédure de gestion du flux de puissance	66
Article 80.	Procédure de déconnexion manuelle de la charge	67
CHAPITRE 3.	Plan de reconstitution.....	67
Article 81.	Principes généraux.....	67
Article 82.	Conception du plan de reconstitution.....	68
Article 83.	Mise en place du plan de reconstitution.....	69
Article 84.	Activation du plan de reconstitution	70
Article 85.	Unités de production capables de démarrer en autonome (<i>black-start</i>)..	70
CHAPITRE 4.	Remise sous tension	70
Article 86.	Procédure de remise sous tension.....	70
Article 87.	Activation de la procédure de remise sous tension	71
Article 88.	Procédure de gestion de la fréquence	72
Article 89.	Pilote de la fréquence	72
CHAPITRE 5.	Resynchronisation	73
Article 90.	Procédure de resynchronisation	73
Article 91.	Stratégie de resynchronisation	73
CHAPITRE 6.	Echanges d'information et communication, outils et installations	
74		
Article 92.	Echange d'informations.....	74

TITRE 1. DISPOSITIONS GENERALES

Article 1. Terminologies, sigles et acronymes

Les terminologies suivantes s'appliquent aux expressions techniques, sigles et acronymes utilisés dans le présent code :

1. « A un an » : l'année qui précède l'année civile d'exploitation ;
2. « A une semaine » : la semaine qui précède la semaine civile d'exploitation ;
3. « Aléa » : la défaillance inattendue ou la perte d'un composant du système, tel qu'un groupe de production, une ligne de transport, un disjoncteur, un interrupteur, ou tout autre composant électrique. Un aléa peut aussi comprendre de multiples composants, liés par des situations menant à des pertes simultanées de composants ;
4. « Analyse de la sécurité d'exploitation » : l'ensemble des activités par ordinateur, manuelles et automatiques menées afin d'évaluer la sécurité d'exploitation du réseau de transport et de déterminer les actions correctives nécessaires pour maintenir cette sécurité d'exploitation ;
5. « Analyse des aléas » : une simulation des aléas figurant sur la liste des aléas ;
6. « Antenne structurelle » : une configuration permanente dans laquelle une seule liaison est raccordée à un poste électrique ;
7. « Autorité de régulation » : Autorité de Régulation du Secteur de l'Énergie ;
8. « Bande morte » : intervalle utilisé volontairement pour neutraliser le réglage de la fréquence ;
9. « Capacité de démarrage autonome (*black-start*) » : capacité de redémarrage d'une unité de production d'électricité après un arrêt complet, au moyen d'une source d'électricité auxiliaire dédiée, sans aucun apport d'énergie électrique extérieure à l'installation de production d'électricité ;
10. « Capacité de réserve » : le volume de réserve primaire, réserve secondaire ou réserve tertiaire dont doit disposer le GRT ;
11. « Charge nette » : la valeur nette de la puissance active vue d'un point donné du réseau, calculée par (charge – production), généralement exprimée en kilowatt (kW) ou mégawatt (MW) à un instant donné ou en moyenne sur un intervalle de temps donné ;
12. « CIC » : Centre d'Information et de Coordination de l'EEEOA ;
13. « Code de raccordement » : le Code de raccordement du Burkina Faso adopté par l'arrêté N°[à compléter une fois que les référence du texte d'application seront connues] ;

14. « Contrainte » : une situation dans laquelle il est nécessaire de préparer et de mettre en œuvre une action corrective afin de respecter les limites de sécurité d'exploitation ;
15. « Convention d'exploitation » : un document contractuel conclu entre, d'une part, le GRT et, d'autre part, le propriétaire d'une installation de production, de consommation, d'un système HVDC, un gestionnaire d'un réseau de distribution ou un GRT voisin, qui décrit les relations entre les personnes ou les entités de chaque partie pour assurer l'exploitation et la conduite des installations ;
16. « Courant » : débit d'une charge électrique, mesuré par la valeur efficace de la composante directe du courant de phase à la fréquence fondamentale ;
17. « Défaut » : tous les types de courts-circuits (mono-, bi- et triphasé, avec et sans mise à la terre), un conducteur brisé, un circuit interrompu, ou une connexion intermittente, entraînant la non-disponibilité permanente de l'Elément de réseau de transport touché ;
18. « Délestage » : désigne l'action d'interrompre la fourniture en électricité d'installations de consommation ;
19. « Délestage automatique » : désigne l'action automatique de délestage via des relais déclenchés sur critère fréquence ou tension ;
20. « Délestage fréquence-métrique » : désigne l'action automatique de délestage via des relais déclenchés sur critère fréquence ;
21. « Délestage voltométrique » : désigne l'action automatique de délestage via des relais déclenchés sur critère tension ;
22. « Déséquilibre » : condition dans un système polyphasé dans lequel la valeur efficace des tensions phase-phase (composante fondamentale), ou les déphasages entre phases consécutives, ne sont pas tous égaux ;
23. « Ecart de fréquence » : toute déviation de la fréquence du système par rapport à la Valeur de consigne de la fréquence ;
24. « Ecart de fréquence en régime permanent » : la valeur absolue de la variation de fréquence qui se produit après un déséquilibre, une fois que la fréquence du réseau est stabilisée ;
25. « Ecart de réglage de zone » (ACE) : la différence instantanée entre la valeur actuelle et la valeur de référence des échanges en puissance d'une zone de réglage (écart fortuit), en prenant en compte l'écart de fréquence en fonction de l'énergie réglante du réseau de cette zone de réglage ;
26. « Ecart maximal de la fréquence en régime permanent » : l'écart maximal de fréquence attendu après la survenue d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'Incident de référence dans lequel la fréquence du réseau est conçue pour rester stable ;
27. « Ecart maximal de la fréquence instantanée » : la plus grande valeur absolue attendue d'un écart instantané de fréquence après la survenue d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'incident de référence, au-delà de laquelle des mesures d'urgence sont activées ;

28. « EEEOA » : Système d'Echanges d'Énergie Electrique Ouest Africain (West African Power Pool ou « WAPP » en anglais) ;
29. « Élément de réseau de transport » : tout composant du réseau de transport ;
30. « Equilibrage » : activité consistant à assurer l'égalité entre la production et la consommation d'une zone définie afin que la fréquence reste stabilisée ;
31. « Essais opérationnels » : les essais exécutés par un GRT ou un GRD aux fins de la maintenance, du développement de pratiques de gestion du réseau et de formation à cette gestion, et en vue d'acquérir des informations sur le comportement du réseau de transport en conditions anormales, et les Essais exécutés par les USR à des fins analogues sur leurs installations ;
32. « Etat d'alerte » : l'état du réseau dans lequel le réseau se situe dans les limites de sécurité d'exploitation mais un aléa figurant sur la liste des aléas a été détecté et, s'il survient, les actions correctives disponibles ne sont pas suffisantes pour maintenir l'état normal ;
33. « Etat de panne généralisée (*black-out*) » : l'état du réseau dans lequel tout ou partie du réseau de transport est interrompu ;
34. « Etat de reconstitution » : l'état du réseau dans lequel l'objectif de toutes les activités sur le réseau de transport est de rétablir le fonctionnement du réseau et de maintenir la sécurité d'exploitation après l'état de panne généralisée ou l'Etat d'urgence ;
35. « Etat de zone étendue » : la qualification d'un état d'alerte, d'un état d'urgence ou d'un état de panne généralisée, lorsqu'il existe un risque de propagation aux réseaux de transport interconnectés ;
36. « Etat d'urgence » : l'état du réseau dans lequel une ou plusieurs limites de sécurité d'exploitation sont franchies ;
37. « Etat du réseau » : l'état de fonctionnement du réseau de transport en relation avec les limites de sécurité d'exploitation : état normal, état d'urgence, état de panne généralisée et état de reconstitution ;
38. « Facteur de puissance » : rapport entre la valeur absolue de la puissance active et la puissance apparente ;
39. « Fournisseur de réserves » : une entité juridique ayant une obligation légale ou contractuelle de fournir des réserves primaires, réserves secondaires ou Réserves Tertiaires à partir d'au moins une unité ou un groupe de fourniture de réserves ;
40. « Fréquence » : fréquence électrique du réseau, exprimée en hertz, qui peut être mesurée en tout point de la zone synchrone ; on peut considérer que la valeur est homogène sur l'ensemble du réseau sur une durée de quelques secondes, avec seulement des écarts minimes entre les différents points de mesure. Sa valeur nominale est de 50 Hz. La fréquence électrique du réseau qui peut être mesurée en tout point de la zone synchrone, en considérant que la valeur est homogène sur l'ensemble du réseau sur une durée de quelques secondes, avec seulement des écarts minimes entre les différents points de mesure ;

41. « Gestionnaire de réseau compétent » : le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau de distribution au réseau duquel une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution ou un système HVDC est ou sera raccordé ;
42. « Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) » : concessionnaire auquel a été délégué l'activité de transport d'énergie électrique incluant la conduite du réseau de transport ;
43. « Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) » : concessionnaire auquel a été délégué l'exclusivité de l'activité de distribution dans un territoire donné ;
44. « GRT voisin » : un gestionnaire de réseau de transport d'électricité directement raccordé au GRT par au moins une interconnexion transfrontalière à courant alternatif ou continu ;
45. « Incident de référence » : l'écart de puissance positif ou négatif maximal survenant instantanément entre la production et la consommation dans une zone synchrone, pris en compte dans le dimensionnement des Réserves primaires FCR.
46. « Incompatibilité dans la planification des indisponibilités » : l'état dans lequel une combinaison, d'une part, de l'état de disponibilité d'un ou de plusieurs éléments de réseau pertinents, d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité, et/ou d'une ou de plusieurs installations de consommation et, d'autre part, de la meilleure estimation de la situation du réseau d'électricité prévue résulte en une violation des limites de sécurité d'exploitation, compte tenu des actions correctives non coûteuses dont dispose le GRT ;
47. « Indisponibilité » : état d'une unité de production ou d'un élément du Réseau de Transport qui est déclaré non opérationnel ;
48. « Indisponibilité non programmée » : aussi dénommée « indisponibilité fortuite », correspond à une indisponibilité d'un ouvrage du RPT résultant soit du fonctionnement d'un automatisme, soit d'une action volontaire pour assurer la sécurité des personnes ou des biens ou la sûreté de fonctionnement du système électrique. En cas d'action volontaire, l'origine de l'indisponibilité est soit un risque électrique de proximité d'un ouvrage vis-à-vis d'un tiers, soit une anomalie imprévisible et irrésistible identifiée sur un ouvrage, nécessitant la remise en état et conduisant à la mise hors service au plus tôt de l'ouvrage ;
49. « Indisponibilité programmée » : indisponibilité résultant des opérations nécessaires à la maintenance, au renouvellement, au développement et à la réparation des ouvrages du réseau public de transport, dans les conditions visées au Chapitre 4 du présent Code ;
50. « Insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence » : caractéristique intrinsèque du système de contrôle-commande spécifiée sous forme de la grandeur minimale de la variation de la fréquence ou du signal d'entrée qui aboutit à une modification de la puissance ou du signal de sortie ;
51. « Installation de consommation » : une installation qui consomme de l'énergie électrique et qui est raccordée à un ou plusieurs points de raccordement avec le réseau de transport ou de distribution. Un réseau de distribution et/ou les

- alimentations auxiliaires d'une unité de production d'électricité ne constituent pas des installations de consommation ;
52. « Installation de production d'électricité » : une installation qui convertit de l'énergie primaire en énergie électrique et qui se compose d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité raccordées à un réseau en un ou plusieurs points de raccordement ;
53. Interconnexion » : désigne un ensemble de lignes électriques interconnectant le RPT avec le réseau d'un GRT voisin ;
54. « J-1 » : journée correspondant à la veille de la journée d'exploitation ;
55. « Limites de stabilité » : les valeurs extrêmes admissibles pour l'exploitation du réseau de transport en termes de respect des limites de stabilité en tension, de stabilité angulaire du rotor et de stabilité en fréquence ;
56. « Limites de transit » : les valeurs limites admissibles de flux de puissance traversant un élément de réseau de transport ;
57. « Liste des aléas » : la liste des aléas à simuler afin de tester la conformité avec les limites de sécurité d'exploitation ;
58. « Mode de réglage restreint à la sous-fréquence », ou « LFSM-U » (Limited Frequency Sensitive Mode — Underfrequency) : mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité 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 ;
59. « Mode de réglage restreint à la surfréquence », ou « LFSM-O » (Limited Frequency Sensitive Mode — Overfrequency) : mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité 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 ;
60. « Mode de sensibilité à la fréquence ou « FSM » (Frequency Sensitive Mode) » : mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité dans lequel la production de puissance active est modulée en fonction d'une variation de la fréquence du réseau, de façon à contribuer au retour à la valeur de consigne de fréquence ;
61. « Partie » ou « Parties » : les signataires de la convention d'exploitation
62. « Perturbation » : tout événement non planifié qui peut avoir pour effet que le réseau de transport s'écarte de son état normal ;
63. « Pilote de la fréquence » : l'unité de production désignée et responsable de la gestion de la fréquence du réseau au sein d'une région ou d'une zone synchrone afin de rétablir la fréquence du réseau à sa fréquence nominale ;
64. « Plage de fréquence standard » : un intervalle symétrique fixe situé autour de la fréquence nominale, dans lequel la fréquence du réseau d'une zone synchrone est présumée être exploitée ;
65. « Plan de défense du réseau » : les mesures techniques et organisationnelles à prendre afin d'empêcher la propagation ou l'aggravation d'une perturbation sur le

réseau de transport, afin d'éviter une perturbation avec état de zone étendue et un Etat de panne généralisée ;

66. « Point de raccordement » : le ou les point(s) de raccordement de l'installation de production d'électricité, de l'installation de consommation coïncide(nt) avec la limite de propriété ou de concession entre les ouvrages électriques du producteur, du consommateur, et les ouvrages électriques du réseau public. Le ou les point(s) de raccordement de l'installation d'un réseau de distribution coïncide(nt) avec la limite de concession entre les ouvrages de distribution et les ouvrages du réseau de transport. Le point de raccordement correspond généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil ;
67. « Plan de reconstitution » : toutes les mesures techniques et organisationnelles nécessaires à la reconstitution du réseau à l'état normal ;
68. « Point de resynchronisation » : le dispositif employé pour connecter deux régions synchronisées, habituellement un disjoncteur ;
69. « Poste électrique » : ensemble des ouvrages électriques de même niveau de tension qui sont localisés dans un même Site électrique.
70. « Proche du temps réel » : le laps de temps, inférieur à quinze minutes, entre la fermeture du dernier guichet infrajournalier et le temps réel ;
71. « Puissance active » : composante réelle de la puissance apparente à la fréquence fondamentale, exprimée en watts ou en multiples de watts, tels que les kilowatts (kW) ou les mégawatts (MW) ;
72. « Redispatching » : action du GRT, qui prend la décision de modifier la répartition topologique des USR ou bien la production des groupes en temps réel pour éviter des congestions ou des tensions hors des plages autorisées ;
73. « Région synchronisée » : la partie d'une zone synchrone couverte par un ou plusieurs GRT interconnectés qui ont une fréquence commune de réseau, et qui n'est pas synchronisée avec le reste de la zone synchrone ;
74. « Réglage de la fréquence » : capacité d'une unité de production d'électricité à ajuster sa production de puissance active en réponse à une variation de la fréquence mesurée sur le réseau par rapport à une valeur de consigne, afin de maintenir la stabilité de la fréquence du réseau ;
75. « Réglage de la tension » : les actions de réglage manuelles ou automatiques au nœud de production d'électricité, aux nœuds terminaux des lignes de courant alternatif ou des systèmes HVDC, sur les transformateurs, ou autres éléments, destinées à maintenir la tension de consigne ou la valeur de consigne de puissance réactive ;
76. « Réglage Fréquence Puissance (RFP) » : le mode dans lequel les unités de production de la zone concernée participent au réglage de la fréquence ;

-
77. « Remise sous tension » : la reconnexion de la production et de la consommation afin de mettre sous tension les parties du réseau ayant été déconnectées ;
78. « Réseau de distribution raccordé au réseau de transport » ou « Réseau de distribution » : Réseau de distribution raccordé au réseau de transport, y compris les installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau public de transport ;
79. « Réseau public de transport (RPT) » : désigne le réseau de transport d'électricité ;
80. « Réserve de puissance active » : les réserves de puissance active disponibles pour le réglage de la fréquence ;
81. « Réserve de puissance réactive » : la puissance réactive disponible pour le maintien de la tension ;
82. « Réserves primaires » : les réserves de puissance active disponibles pour stabiliser la fréquence du réseau à la suite d'un déséquilibre ;
83. « Réserves secondaires » : les réserves de puissance active disponibles afin de ramener la fréquence du réseau à la fréquence nominale ;
84. « Réserves tertiaires » : les réserves de puissance active disponibles pour restaurer ou maintenir le niveau requis de réserves secondaires afin d'être préparé en cas de déséquilibres supplémentaires sur le réseau ;
85. « Responsable de la Resynchronisation » : le GRT désigné et responsable de la resynchronisation de deux régions synchronisées ;
86. « Resynchronisation » : la reconnexion de deux régions synchronisées au point de resynchronisation ;
87. « Salle de contrôle » : centre de conduite d'un gestionnaire de réseau assurant la conduite de son réseau ;
88. « Sécurité d'exploitation » : la capacité du réseau de transport à conserver un état normal ou à revenir à un état normal dès que possible, et qui se caractérise par le respect de limites de sécurité d'exploitation ;
89. « Site électrique » : lieu géographique qui regroupe l'ensemble des ouvrages électriques présents en ce lieu, tous niveaux de tension confondus ;
90. « Situation N » : la situation dans laquelle aucun élément du réseau de transport n'est indisponible à la suite d'un aléa ;
91. « Situation (N-1) » : la situation sur le réseau de transport où un aléa figurant sur la Liste des aléas est survenu ;
92. « Stabilisateur » : une seule ou un groupement d'unités de production d'électricité et/ou d'unités de consommation raccordées à un point de raccordement commun satisfaisant aux exigences applicables pour fournir des réserves primaires, secondaires ou tertiaires ;
93. « Stabilité dynamique » : une expression usuelle englobant la stabilité angulaire du rotor, la stabilité en fréquence et la stabilité en tension ;

-
94. « Statisme » : rapport, en régime permanent, exprimé en pourcentage, entre une variation de fréquence et la variation de la production de puissance active résultante. La variation de fréquence est exprimée en pourcentage à la fréquence nominale, et la variation de puissance active sous la forme d'un rapport à la puissance maximale ou à la puissance active réelle lorsque le seuil applicable est atteint ;
95. « Stratégie ascendante de remise sous tension » : une stratégie par laquelle tout ou partie du RPT peut être remise sous tension sans assistance des autres GRT et par le biais d'unités de production ;
96. « Stratégie descendante de remise sous tension » : une stratégie nécessitant l'assistance d'autres GRT dans la remise sous tension de parties du réseau d'un GRT ;
97. « Temps d'activation complète des réserves secondaires automatiques » : le temps qui s'écoule entre la fixation d'une nouvelle consigne par le régulateur de restauration de la fréquence et l'activation ou désactivation correspondante des réserves secondaires automatiques ;
98. « THD » : la distorsion harmonique totale (THD) est le rapport de la moyenne quadratique du contenu harmonique incluant les composantes harmoniques jusqu'au 50e ordre et en excluant spécifiquement tout interharmonique, exprimé en pourcentage de la composante fondamentale. Les composantes harmoniques d'ordre supérieur à 50 peuvent être incluses si nécessaire ;
99. « Topologie » : les données concernant la connectivité des différents éléments du réseau de transport ou de distribution dans un poste électrique, y compris la configuration électrique et la position des disjoncteurs et des sectionneurs ;
100. Under-frequency Load Shedding ou « UfLS » : acronyme désignant le délestage fréquence-métrique ;
101. « Unité de production » : unité de production d'électricité synchrone ou parc non synchrone de générateurs, quelle que soit la source d'énergie primaire, y compris les énergies renouvelables ;
102. « Unité fournissant des réserves » : une seule ou un groupement d'unités de production d'électricité et/ou d'unités de consommation raccordées à un point de raccordement commun satisfaisant aux exigences applicables pour fournir des réserves primaires, réserves secondaires ou réserves tertiaires ;
103. « USR » : Utilisateur Significatif du Réseau. Un utilisateur du réseau de transport considéré comme important par le GRT, en raison de son incidence sur le réseau de transport ;
104. « Utilisateur significatif du réseau (USR) de haute priorité » : un USR auquel s'appliquent des conditions spécifiques de déconnexion et de remise sous tension ;
105. « UVLS » : Under-Voltage Load Shedding. Acronyme désignant le délestage voltmétrique ;
106. « Valeur de consigne » : valeur de référence à atteindre pour chaque paramètre, habituellement utilisée dans les systèmes de contrôle-commande ;

107. « Zone de réglage » : une partie d'une zone synchrone ou une zone synchrone entière du système électrique de l'EEEOA, exploitée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau s'acquittant des obligations de réglage. Lorsque la zone synchrone comprend plusieurs zones de réglage, celles-ci sont délimitées physiquement par des points de mesure aux interconnexions entre les différentes zones de réglages ;
108. « Zone isolée » : réseau de transport ou de distribution qui n'est pas exploité de manière synchrone avec le réseau de la zone synchrone ;
109. « Zone synchrone » : zone couverte par des GRT interconnectés de manière synchrone.

Article 2. Objet

1. Afin de préserver la sécurité et la sûreté de fonctionnement du réseau électrique, la qualité de la fréquence, de la tension et l'utilisation efficace du réseau public de transport (RPT), le présent code d'exploitation (ci-après, « le Code ») détermine :
 - a. Les exigences et les principes applicables en matière de sécurité opérationnelle en vue d'exploiter le RPT avec qualité, continuité et sécurité, dans des conditions normales et, face aux aléas ordinaires, pour maintenir l'approvisionnement en énergie électrique dans des paramètres de qualité et des conditions opérationnelles sûres, à condition que des ressources soient disponibles à cet effet ;
 - b. Les exigences en matière de réglage de la fréquence et de gestion des réserves ;
 - c. Les exigences en matière de réglage de la tension, du courant de court-circuit et des flux de puissance ;
 - d. Les règles et responsabilités en matière de coordination et d'échange de données entre le gestionnaire de réseau de transport (GRT) et les utilisateurs significatifs du réseau (USR), dans la planification et en temps réel ;
 - e. Les exigences relatives à la coordination de la maintenance et des Indisponibilités ; et
 - f. Les exigences relatives à la gestion et à la coordination de l'exploitation en cas d'état d'urgence, de *black-out* ou de reconstitution du réseau.

Article 3. Champ d'application

1. Les règles et les exigences énoncées dans le présent Code s'appliquent aux utilisateurs significatifs du réseau (USR) suivants :
 - a. Les unités de production d'électricité existantes et nouvelles qui sont ou seraient classées types B et C conformément à l'Article 4 du Code de raccordement ;
 - b. Les installations de consommation existantes et nouvelles raccordées à un réseau de transport ; et
2. Le présent Code s'applique à tous les réseaux de transport, réseaux de distribution et interconnexions transfrontalières.

TITRE 2. SECURITE D'EXPLOITATION

CHAPITRE 1. TACHES DU GRT

Article 4. Tâches du GRT concernant l'exploitation du réseau

1. Le GRT est responsable de la sécurité d'exploitation de sa zone de contrôle et, en particulier, il :
 - a. Développe et met en œuvre des outils d'exploitation adaptés à sa zone de contrôle et liés à l'exploitation en temps réel et à la planification de l'exploitation ;
 - b. Développe et déploie des outils et des solutions en matière de prévention et de correction des perturbations ;
 - c. Utilise les services fournis par des USR dans le cadre des obligations du présent Code, afin de gérer les congestions, les réserves de réglage de la fréquence et les autres services système ; et
 - d. Contrôle, sur une base annuelle, l'adéquation des outils d'exploitation du réseau établis en application des points a et b requis pour maintenir la sécurité d'exploitation.

CHAPITRE 2. ÉTATS DU RESEAU, ACTIONS CORRECTIVES ET LIMITES DE SECURITE D'EXPLOITATION

Article 5. Classification des états ou modes d'exploitation du réseau

1. Un réseau de transport est en état normal lorsque toutes les conditions suivantes sont remplies :
 - a. Les tensions et les flux de puissance se situent dans les plages de limites de sécurité d'exploitation définies conformément à l'Article 12, que ces plages soient permanentes ou temporaires avec respect du temps autorisé par la plage temporaire ;
 - b. L'écart de fréquence en régime permanent se situe dans la plage de fréquence limitée par l'écart de fréquence maximal en régime permanent défini à l'Article 39 ;
 - c. L'exploitation de la zone de contrôle du GRT concerné se trouve dans les plages de limites de sécurité d'exploitation (temporaires ou permanentes) après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64 et l'activation des actions correctives permet de retrouver les plages de limites de sécurité d'exploitation permanentes dans les délais impartis ;
 - d. Les réserves de puissance active et réactive sont suffisantes pour supporter les aléas figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64 sans enfreindre les limites de sécurité d'exploitation ; et
 - e. Sous réserve des délais de mise en place prévus à l'Article 72 paragraphe 1 et à l'Article 82 paragraphe 1, le plan de défense et le plan de reconstitution sont disponibles et permettent de limiter les conséquences d'aléas ne figurant pas sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64.
2. Un réseau de transport est en état d'alerte lorsque :
 - a. Les tensions et les flux de puissance se situent dans les plages de limites de sécurité d'exploitation définies conformément à l'Article 12, que ces plages soient permanentes ou temporaires avec respect du temps autorisé par la plage temporaire ; et
 - b. L'écart de fréquence en régime permanent est inférieur au seuil défini conformément à l'Article 39 ; et
 - c. Au moins l'une des conditions suivantes est réunie :
 - i. la réserve de puissance du GRT est inférieure à la capacité de réserve durant plus de trente minutes sans moyen de compenser cette réduction en exploitation en temps réel ;
 - ii. au moins un aléa figurant sur la liste des aléas établie conformément à l'Article 64 entraîne le franchissement des plages de limites de sécurité d'exploitation du GRT, même après l'activation des actions correctives ; ou

- iii. le plan de défense ou le plan de reconstitution ne permet pas de limiter les conséquences d'aléas ne figurant pas sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64.
3. Un réseau de transport est en état d'urgence lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie :
 - a. Au moins une limite de sécurité d'exploitation du GRT définie conformément à l'Article 12 a été franchie sans action corrective permettant de revenir dans les plages de limites de sécurité d'exploitation permanentes ;
 - b. L'écart de fréquence en régime permanent est supérieur au seuil défini conformément à l'Article 39 ; ou
 - c. Dans le cas de la zone synchrone au moins une des mesures du plan de défense du réseau du GRT est activée.
 4. L'état d'urgence d'un réseau de transport comprend les sous-états de :
 - a. État de panne généralisée, dans le cas de la zone synchrone, lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie :
 - i. Au moins 50 % de la demande dans la zone de contrôle du GRT concerné n'est plus alimentée ; ou
 - ii. Absence totale de tension pendant au moins cinq minutes dans la zone de contrôle du GRT concerné, entraînant le déclenchement des Plans de reconstitution ; et
 - b. État de reconstitution, dans le cas de la zone synchrone, lorsqu'un GRT se trouvant en état d'urgence a commencé l'activation des mesures de son plan de reconstitution.

Article 6. Surveillance et détermination des états du réseau par le GRT

1. Le GRT détermine, en exploitation en temps réel, l'état de son réseau de transport.
2. Le GRT surveille les paramètres suivants du réseau de transport en temps réel dans sa zone de contrôle, sur la base des informations en temps réel ou de valeurs calculées à partir de sa zone d'observabilité, compte tenu des données structurelles et en temps réel :
 - a. Flux de puissance active et réactive ;
 - b. Tension des jeux de barres ;
 - c. Fréquence ;
 - d. Réserves de puissance active et réactive ; et

- e. Production et consommation.
- 3. Afin de spécifier l'état du réseau, le GRT effectue régulièrement et au minimum quotidiennement une analyse de la sécurité d'exploitation conformément à l'Article 65, en adaptant la fréquence des analyses aux contraintes vues en planification.
- 4. Pour toutes les zones synchrones, le GRT surveille également le niveau des réserves disponibles par rapport à la capacité de réserve.

Article 7. Actions correctives dans l'exploitation du réseau

Le GRT garantit que son réseau demeure à l'état normal et est responsable de la gestion des atteintes à la sécurité d'exploitation. Afin de réaliser cet objectif, le GRT définit, prépare et active des actions correctives en tenant compte de leur disponibilité, du temps et des ressources nécessaires pour leur activation et de toutes les conditions externes au réseau de transport qui sont pertinentes pour chaque action corrective.

Article 8. Principes et critères applicables aux actions correctives

1. Le GRT applique les principes suivants lors de l'activation des actions correctives conformément à l'Article 10 :
 - a. Pour les atteintes à la sécurité d'exploitation qui ne nécessitent pas une gestion coordonnée, le GRT définit, prépare et active des actions correctives pour ramener le réseau à son état normal et empêcher la propagation de l'état d'urgence en dehors de sa zone de contrôle sur la base des catégories définies à l'Article 9 ; et
 - b. Pour les atteintes à la sécurité d'exploitation qui nécessitent une gestion coordonnée, le GRT définit, prépare et active des actions correctives en coordination avec le CIC de l'EEEOA et les autres GRT concernés.
2. Afin de sélectionner les actions correctives appropriées, le GRT applique les critères suivants :
 - a. Activer les actions correctives les plus efficaces et économiquement efficaces ;
 - b. Activer les actions correctives aussi près que possible du temps réel en tenant compte du délai d'activation attendu et de l'urgence de la situation d'exploitation du réseau qu'elles visent à résoudre ; et
 - c. Prendre en considération les risques d'échec des actions correctives envisageables et leur incidence sur la sécurité d'exploitation, notamment :

- i. Les risques de défaillance ou de court-circuit en raison de modifications de la topologie ;
- ii. Les risques d'indisponibilité due aux modifications de la puissance active ou réactive sur des unités de production d'électricité ou des installations de consommation ;
- iii. Les risques de dysfonctionnement dû au comportement des équipements ; et
- iv. Les risques de dysfonctionnement dû à des problèmes de communication.

Article 9. Catégories d'actions correctives

1. Le GRT utilise les catégories suivantes d'actions correctives :
 - a. Modification de la durée ou annulation des indisponibilités programmées ou remise en service des éléments du réseau de transport pour assurer leur disponibilité opérationnelle ;
 - b. Action directe sur les flux de puissance active par les moyens suivants :
 - i. Changement de prises des transformateurs déphaseurs ;
 - ii. Modification des topologies ;
 - c. Réglage de la tension et gestion de la puissance réactive par les moyens suivants :
 - i. Changement de prises des transformateurs de puissance ;
 - ii. Utilisation des condensateurs et des bobines d'inductance des réseaux de transport ou de distribution ;
 - iii. Utilisation des dispositifs fondés sur une électronique de puissance pour la gestion de la tension et de la puissance réactive ;
 - iv. Demande de modification de la production de puissance réactive ou de la valeur de consigne de la tension des unités de production d'électricité synchrones raccordées au réseau de transport ;
 - v. Demande de modification de la production de puissance réactive des convertisseurs des unités de production d'électricité non synchrones raccordées au réseau de transport ;
 - vi. Couplage de moyens de production avec démarrage rapide pour Réglage de la tension.
 - d. Redispatching, entre deux ou plusieurs postes électriques, des utilisateurs du réseau raccordés au réseau de transport ou de distribution au sein de la zone de contrôle du GRT pour influencer sur la tension ou les flux de puissance active ;

- e. S'il existe une procédure de gestion des écarts de fréquence pour le réseau concerné par les actions correctives, activation de ladite procédure ; et
 - f. Le cas échéant, délestage manuel.
2. Lorsque cela est nécessaire et justifié afin de maintenir la sécurité d'exploitation, le GRT peut préparer et activer des actions correctives supplémentaires. Le GRT signale et justifie ces situations à l'autorité de régulation, au moins une fois par an.

Article 10. Préparation, activation des actions correctives

1. Le GRT prépare et active des actions correctives conformément aux critères énoncés à l'Article 8, paragraphe 2, afin de prévenir la dégradation de l'état du réseau, sur la base des éléments suivants :
 - a. La surveillance et la détermination des états du réseau conformément à l'Article 6 ; et
 - b. L'analyse de la sécurité d'exploitation aux différentes échéances conformément à l'Article 65.
2. Lors de la préparation et de l'activation d'une action corrective, ou d'une procédure d'un plan de défense du réseau d'un GRT qui affecte un ou des GRT(s) voisin(s), le GRT évalue, en coordination avec le CIC de l'EEEOA et les GRT concernés, l'impact de cette action corrective ou de cette mesure à l'intérieur et à l'extérieur de sa zone de contrôle et communique au CIC de l'EEEOA et aux GRT voisins concernés les informations relatives à cet impact.
3. Lors de la préparation et de l'activation des actions correctives qui ont un impact sur les USR raccordés au réseau de transport, le GRT évalue, si son réseau de transport est en état normal, l'impact de ces actions correctives, en coordination avec les USR affectés, et sélectionne les actions correctives qui contribuent à maintenir l'état normal et à sécuriser l'activité de toutes les parties concernées. Chaque USR affecté communique au GRT toutes les informations nécessaires pour cette coordination.
4. Lors de la préparation et de l'activation des actions correctives, le GRT, si son réseau de transport ne se trouve pas en état normal, coordonne dans la mesure du possible ces actions correctives avec les USR raccordés au réseau de transport, afin de maintenir la sécurité d'exploitation et l'intégrité du réseau de transport. Lorsque le GRT active une action corrective, chaque USR concerné exécute les instructions données par le GRT.

Article 11. Déconnexion d'un USR

1. Le GRT a le droit de mettre hors tension le ou les points de raccordement d'un USR ou d'un GRD s'il identifie l'une des causes suivantes :
 - a. Risque pour la sécurité du personnel ;

- b. Risque pour la sécurité des tiers ;
 - c. Risque pour la stabilité du réseau électrique ;
 - d. Risque pour le réseau électrique ou tout élément de l'USR raccordé au réseau de transport ;
 - e. Toute violation substantielle d'une exigence de raccordement de la part de l'USR ; et
 - f. Toute action (ou inaction) qui place le GRT en violation de toute obligation légale, statutaire ou réglementaire.
2. Suite à la mise hors tension, le GRT informe immédiatement l'USR, via l'un de ses interlocuteurs habilités, dans un délai qui ne peut excéder une (1) heure à compter de la mise hors tension.
 3. De même, le GRT a le droit de demander à un USR de mettre hors tension tout ou partie de ses installations s'il identifie l'une des causes mentionnées au paragraphe 1, dans un délai maximal qui ne peut être inférieur à cinq (5) minutes.
 4. De même, un USR dans le périmètre de ses ouvrages raccordés au réseau de transport a le droit de mettre hors tension son installation s'il identifie l'une des causes suivantes :
 - a. Risque pour la sécurité du personnel ;
 - b. Risque d'endommagement de son installation ;
 - c. Variations de fréquence en dehors des limites spécifiées à l'Article 39 paragraphe 3 ;
 - d. Fluctuations de tension sur le réseau électrique en dehors des plages spécifiées ;
 - e. Toute violation substantielle d'une exigence de raccordement de la part du GRT ; et
 - f. Toute action (ou inaction) qui place l'USR en violation de toute obligation légale, statutaire ou réglementaire.
 5. Suite à la mise hors tension, l'USR informe immédiatement le GRT dans un délai qui ne peut excéder une (1) heure à compter de la mise hors tension.

Article 12. Limites de sécurité d'exploitation

1. Les limites de fréquence sur le réseau sont fixées conformément à l'Article 39;
2. Le GRT fixe les limites de sécurité d'exploitation pour chaque élément de son réseau de transport, en tenant compte au moins des caractéristiques suivantes :
 - a. Les limites de tension conformément à l'Article 38 ;
 - b. Les limites de courant de court-circuit conformément à l'Article 32; et

- c. Les limites de transit, y compris les plages temporaires admissibles conformément à l'Article 34.
3. Lors de la fixation des limites de sécurité d'exploitation, le GRT tient compte des capacités des USR raccordés au RPT à empêcher que les plages de tension et les limites de fréquence en état normal n'entraînent leur déconnexion.
4. Pour chaque interconnexion transfrontalière, le GRT convient avec le GRT voisin de limites communes de sécurité d'exploitation, conformément aux paragraphes 1 et 2.
5. En cas de changement d'un des éléments de son réseau de transport, le GRT valide et si nécessaire met à jour les limites de sécurité d'exploitation.
6. Toute modification de limites de sécurité d'exploitation doit être prise en compte et les impacts étudiés dans les analyses de la sécurité d'exploitation

Article 13. Disponibilité des moyens, dispositifs et outils de communication du GRT

1. Le GRT veille à la disponibilité et à la fiabilité des éléments suivants :
 - a. Installations de surveillance de l'état du RPT ;
 - b. Capacité de manœuvre et de surveillance 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 ;
 - c. Les moyens de communication avec le CIC de l'EEEOA, les centres de conduite d'autres GRT et des USR ;
 - d. Les éventuels outils pour l'analyse de sécurité d'exploitation ; et
 - e. Les éventuels outils et moyens de communication nécessaires pour les GRT afin de faciliter les opérations transfrontalières sur le marché de l'électricité.
2. L'autorité de régulation a le droit d'exiger la redondance des moyens, dispositifs ou outils de communication du GRT.
3. Lorsque les outils, moyens et installations du GRT visés au paragraphe 1 affectent les USR raccordés au réseau de transport participant à la fourniture de services d'équilibrage ou de services système, à la défense du réseau, à la reconstitution ou à la livraison de données d'exploitation en temps réel conformément à l'Article 52, à l'Article 54, à l'Article 56, le GRT et l'USR coopèrent et se coordonnent afin de spécifier et de garantir la disponibilité, la fiabilité et la redondance le cas échéant de ces outils, moyens et installations.

CHAPITRE 3. EXIGENCES GENERALES EN MATIERE DE REGLAGE DE LA FREQUENCE

Article 14. Principes généraux

1. Afin de maintenir la sécurité et l'intégrité du RPT, le GRT participe au réglage de la fréquence de manière à maintenir en permanence la fréquence dans les limites applicables conformément à l'Article 39.
2. Le GRT s'assure que les fournisseurs de réserve de puissance active mettent à sa disposition une réserve de puissance active suffisante pour lui permettre de participer au réglage de la fréquence selon les modalités définies dans le présent chapitre.
3. Le système électrique du Burkina Faso étant opéré au sein de la zone synchrone de l'EEEOA, le GRT participe au réglage de fréquence selon les règles définies au niveau régional par l'EEEOA.
4. Dans le cas où des accords bilatéraux ou conventions d'exploitation respectant les règles définies au niveau régional par l'EEEOA sont en vigueur, le GRT participe au réglage de fréquence selon les règles convenues dans ces accords bilatéraux ou conventions d'exploitation.
5. Pendant les périodes où le système électrique du Burkina Faso fonctionne en autonome sans lien d'interconnexion transfrontalière avec les pays voisins, le GRT est responsable du réglage de la fréquence. Ce réglage se fera *a minima* grâce à un réglage primaire de fréquence conformément à l'Article 17, à l'Article 18, à l'Article 19 et à l'Article 20. Dans ce cas, les fournisseurs de réserves devront passer en mode de réglage de fréquence « FSM » selon les instructions du GRT ou selon les modalités définies dans leur convention d'exploitation.
6. Dans le cas d'une zone isolée, le gestionnaire de réseau compétent est responsable du réglage de la fréquence. Ce réglage se fera *a minima* grâce à un réglage primaire de fréquence conformément aux dispositions établies de l'Article 17 à l'Article 20. Dans ce cas, les fournisseurs de réserves devront passer en mode de réglage de fréquence « FSM » selon les instructions du gestionnaire de réseau compétent ou selon les modalités définies dans leur convention d'exploitation.

Article 15. Réserve de puissance active

1. La réserve de puissance active est la capacité de modification à la hausse et à la baisse de la puissance active des installations des fournisseurs de réserves qui peut être mobilisée en temps réel par le GRT pour stabiliser la fréquence du système et/ou corriger les écarts de fréquence par rapport à la fréquence nominale (50 Hz)

dus à un déséquilibre entre l'offre et la demande survenant au sein d'un réseau synchronisé.

2. La réserve de puissance active est composée de :
 - a. La réserve primaire dont l'activation en temps réel permet au GRT de mettre en œuvre le réglage primaire selon les modalités de l'Article 17, l'Article 18, l'Article 19 et de l'Article 20 ;
 - b. La réserve secondaire manuelle et éventuellement automatique dont l'activation en temps réel permet au GRT de mettre en œuvre le réglage secondaire selon les modalités de l'Article 21, l'Article 22, l'Article 23 et de l'Article 24 ;
 - c. La réserve tertiaire dont l'activation en temps réel permet au GRT de mettre en œuvre le réglage tertiaire selon les modalités de l'Article 25, Article 26, Article 27 et Article 28.

Article 16. Fournisseurs de réserves

1. Les fournisseurs de réserve primaire sont :
 - a. Les nouvelles unités de production d'électricité classée type C conformément à l'Article 4 du Code de raccordement ;
 - b. Les unités de production d'électricité identifiées comme pouvant fonctionner en mode sensible à la fréquence (mode FSM) à l'issue de l'état des lieux spécifié à l'Article 5, paragraphe 2 du Code de raccordement ;
 - c. Les installations de consommation et les installations de stockage connectées au réseau de transport dont la capacité à fonctionner en mode sensible à la fréquence (mode FSM) a été validée conformément aux essais définis à l'Article 44.
2. Les fournisseurs de réserve secondaire sont :
 - a. Les nouvelles unités de production d'électricité classées type C conformément à l'Article 4 du Code de raccordement dans les limites de leur capacité de réglage de la puissance active. Cette dernière est la plage de puissance active à l'intérieur de laquelle le système de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité est capable dans un délai de quinze (15) minutes d'ajuster une consigne de puissance active selon les instructions données par le GRT au fournisseur de réserve ;
 - b. Les unités de production d'électricité identifiées pendant l'état des lieux spécifié dans le Code de raccordement à l'Article 5, paragraphe 2 comme disposant d'une capacité de réglage de la puissance active à l'intérieur de laquelle le système de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité est capable dans un délai de quinze (15) minutes d'ajuster une

consigne de puissance active selon les instructions données par le GRT au fournisseur de réserve.

3. Les fournisseurs de réserve tertiaire sont :

- c. Les nouvelles unités de production d'électricité de type C conformément à l'Article 4 du Code de raccordement dans les limites de leur capacité de réglage de la puissance active. Cette dernière est la plage de puissance active à l'intérieur de laquelle le système de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité est capable d'ajuster une consigne de puissance active selon les instructions données par le GRT au fournisseur de réserve, déduction faite de la capacité de réglage de la puissance active requise par le GRT au titre de la réserve secondaire ;
- d. Les unités de production d'électricité identifiées pendant l'état des lieux spécifié à l'Article 5, paragraphe 2 du Code de raccordement comme disposant d'une capacité de réglage de la puissance active à l'intérieur de laquelle le système de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité est capable d'ajuster une consigne de puissance active selon les instructions données par le GRT au fournisseur de réserve. La capacité de réglage de la puissance active requise par le GRT au titre de la réserve secondaire doit être déduite de la capacité de réglage de la puissance active offerte par le fournisseur de réserve au titre de la réserve tertiaire.

Article 17. Réglage primaire

1. Le réglage primaire est basé sur le principe d'action conjointe des fournisseurs de réserve primaire visant à stabiliser la fréquence du système à une valeur stationnaire, à la suite d'un déséquilibre entre la consommation et la production. La fréquence sera considérée comme stabilisée dès que l'écart de fréquence est inférieur à l'écart de fréquence maximal en régime permanent défini à l'Article 39, et ceci pendant une durée supérieure à cinq (5) minutes.
2. L'action du réglage primaire commence en l'espace de quelques secondes à la suite de l'apparition d'un écart de fréquence, et prend pleinement effet en moins de trente (30) secondes.
3. Le GRT s'assure que les fournisseurs de réserve primaire mettent à sa disposition une réserve de puissance active suffisante pour lui permettre de participer au réglage de la fréquence.

Article 18. Dimensionnement de la réserve primaire

1. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso est interconnecté avec la zone de l'EEEOA, le GRT assurera la capacité de réserve primaire nécessaire conformément aux accords transnationaux convenus avec l'EEEOA et l'opérateur de la zone de réglage définie par le CIC de l'EEEOA ;
2. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso fonctionne en autonome sans lien d'interconnexion transfrontalière avec les pays voisins, les dispositions suivantes s'appliquent :
 - a. Le GRT définit la puissance active requise pour la réserve primaire dont il a besoin pour l'exploitation ;
 - b. La Capacité de réserve primaire définie doit être au moins égale au plus grand déséquilibre de puissance active pouvant résulter de la perte d'une (1) unité de production connectée au réseau synchronisé ;
3. Dans l'ensemble des cas ci-dessus, les dispositions suivantes s'appliquent également :
 - a. Si le GRT définit une puissance active requise supérieure à la valeur définie conformément aux règles de dimensionnement prévues au paragraphe précédent, il doit être capable de transmettre à l'autorité de régulation les éléments technico-économiques justifiant ce choix ; et
 - b. Le délestage automatique peut être utilisé en guise de réserve primaire à condition que le ou les seuils de fréquence déclenchant le délestage soient compris dans la plage de fréquence correspondante à l'écart de fréquence maximal en régime permanent défini dans Article 39 paragraphe 1. Il s'agit d'un mécanisme différent du délestage fréquence métrique du plan de défense tel que défini à l'Article 74.

Article 19. Obligations des fournisseurs de réserves en matière de réglage primaire de la fréquence

1. Les fournisseurs de réserve primaire définis conformément à l'Article 16 participent au réglage primaire.
2. Les fournisseurs de réserve primaire garantissent la disponibilité continue de leurs réserves primaires, sauf en cas d'indisponibilité fortuite d'une unité fournissant de la réserve primaire.
3. Les fournisseurs de réserves primaires satisfont aux exigences définies à l'Article 43.
4. Les prescriptions suivantes s'appliquent aux fournisseurs de réserves primaire :

Tableau 1 : Propriétés des réserves primaires.

Précision minimale des mesures de fréquence	10 mHz
Effet maximal combiné de l'insensibilité inhérente de la réponse à une variation de la fréquence et de la bande morte volontaire éventuelle de cette réponse au niveau du régulateur des unités ou des installations fournissant une réserve primaire	20 mHz
Délai maximal d'activation complète des réserves primaires	30 s
Durée minimale de maintien de l'activation complète des réserves primaires	15 min
Écart de fréquence déclenchant l'activation complète des réserves primaires	± 200 mHz

5. Chaque fournisseur de réserves primaires informe dès que possible le GRT de tout changement concernant tout ou partie de la disponibilité réelle de son unité fournissant des réserves primaires.
6. Chaque fournisseur de réserve primaire met à la disposition du GRT *a minima* les informations suivantes :
 - a. L'état opérationnel, avec horodatage, indiquant la disponibilité de la réserve ;
 - b. Les données relatives à la puissance active, horodatées, nécessaires pour vérifier l'activation de la réserve primaire, y compris la puissance active instantanée, horodatée ; et
 - c. Le statisme pour les unités de production d'électricité des types C, telles que définies à l'Article 4 du Code de raccordement, intervenant en tant qu'unités fournissant des réserves primaires.

Article 20. Responsabilités du GRT en matière de réglage primaire de la fréquence

1. Le GRT, définit au plus tard en « J-1 » le montant de réserve primaire dont il a besoin pour l'exploitation d'un réseau synchronisé de sa responsabilité.

2. Le GRT répartit la puissance active requise pour la réserve primaire définie conformément à l'Article 18 entre les fournisseurs de réserve primaire.
3. Le GRT donne des instructions en « J-1 » aux fournisseurs de réserve primaire afin qu'ils mettent à sa disposition les réserves primaires dont il a besoin. Le fournisseur de réserve primaire est informé de l'intervalle de temps et de la capacité de réglage de la puissance active requis.
4. Le GRT peut envoyer des instructions en temps réel aux fournisseurs de réserve primaire pour modifier leur capacité de réglage requise pour le réglage primaire de fréquence dans la mesure où le fournisseur de réserves dispose de capacité supplémentaire.
5. Le GRT doit s'assurer que le réglage primaire de fréquence est conforme aux propriétés énumérées dans l'Article 19 paragraphe 4.
6. Le GRT veille à ce que la réponse combinée des réserves primaires soit conforme aux exigences suivantes :
 - a. L'activation des réserves primaires n'est pas artificiellement retardée et débute dès que possible après un écart de fréquence ;
 - b. En cas d'écart de fréquence égal ou supérieur à 200 mHz, au moins 50 % de la pleine capacité de réserve primaire est fournie au plus tard après quinze secondes ;
 - c. En cas d'écart de fréquence égal ou supérieur à 200 mHz, 100 % de la pleine capacité de réserve primaire est fournie au plus tard après trente secondes ;
 - d. En cas d'écart de fréquence égal ou supérieure à 200 mHz, l'activation de la pleine capacité de réserve primaire augmente au moins linéairement de quinze à trente secondes ; et
 - e. En cas d'écart de fréquence inférieur à 200 mHz, la capacité de réserve primaire activée correspondante est au moins proportionnelle à celle visée aux points a à d et avec les mêmes délais.
7. Le GRT veille à ce que la perte d'une unité de production fournissant des réserves primaires ne mette pas en péril la sécurité d'exploitation, en remplaçant dès que cela est techniquement possible les réserves primaires rendues indisponibles.

Article 21. Réglage secondaire

1. Le réglage secondaire est un réglage qui vise à ramener la fréquence à 50 Hz et, lorsque le Burkina Faso est interconnecté, à rétablir les échanges aux frontières à la suite d'un déséquilibre entre l'offre et la demande survenant au sein d'un réseau synchronisé exploité par le GRT après action du réglage primaire. Ce double objectif revient à ramener à zéro l'écart de réglage de zone (ACE).
2. L'action du réglage secondaire commence après 30 secondes, et prend pleinement effet en moins de 15 minutes.

3. Le GRT a le droit de proposer à l'autorité de régulation la mise en place d'un réglage secondaire automatique.

Article 22. Dimensionnement de la réserve secondaire

1. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso est interconnecté avec la zone de l'EEEOA, le GRT assurera la capacité de réserve secondaire nécessaire conformément aux accords transnationaux convenus avec l'EEEOA et l'opérateur de la zone de réglage définie par le CIC de l'EEEOA.
2. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso fonctionne en autonome sans lien d'Interconnexion transfrontalière avec les pays voisins, le GRT définit la puissance active requise pour la Réserve secondaire dont il a besoin pour l'exploitation.

Article 23. Obligations des fournisseurs de réserves en matière de réglage secondaire

1. Les exigences techniques minimales en matière de réserves secondaires sont les suivantes :
 - a. Un fournisseur de réserve secondaire maintient disponible sa capacité de réglage de la puissance active pendant les intervalles de temps convenus avec le GRT. Il active sa réserve secondaire conformément aux instructions reçues du GRT,
 - b. Un fournisseur de réserve secondaire veille à ce que l'activation des réserves secondaires puisse être surveillée. À cette fin, le fournisseur de réserve secondaire est capable de fournir au GRT des mesures en temps réel en ce qui concerne les éléments suivants :
 - i. La production de puissance active programmée horodatée ;
 - ii. La production de puissance active instantanée horodatée pour chaque unité fournissant des réserves secondaires ;
 - c. Une unité de production d'électricité fournissant des réserves secondaires est capable d'activer l'ensemble de sa capacité de réserve secondaires dans le délai de reconstitution de la fréquence défini à l'Article 39 ;
2. Chaque fournisseur de réserves secondaires informe dès que possible le GRT de tout changement concernant tout ou partie de la disponibilité réelle de son unité de production d'électricité fournissant des réserves secondaires.
3. Les fournisseurs de réserves satisfont aux exigences définies à l'Article 43.

Article 24. Responsabilités du GRT en matière de réglage secondaire de la fréquence

1. Le GRT, définit au plus tard en « J-1 » le montant de réserve secondaire dont il a besoin pour l'exploitation d'un réseau synchronisé de sa responsabilité.
2. Le GRT répartit la puissance active requise pour la réserve secondaire définie conformément à l'Article 22 entre les fournisseurs de réserve secondaire.
3. Le GRT donne des instructions aux fournisseurs de réserve secondaire en « J-1 » afin qu'ils mettent à sa disposition les réserves secondaires dont il a besoin. Le fournisseur de réserve secondaire est informé de l'intervalle de temps et de la capacité de réglage de la puissance active requises.
4. Le GRT peut envoyer en temps réel des instructions aux fournisseurs de réserve secondaire, afin de fournir une puissance active de consigne répondant aux besoins de réglage du système électrique.
5. Le GRT doit s'assurer que le réglage secondaire de fréquence est conforme aux propriétés énumérées dans l'Article 23 paragraphe 1.

Article 25. Réserve tertiaire

La réserve tertiaire permet, à la suite d'un aléa sollicitant de manière prolongée la réserve secondaire, de rétablir les capacités de réserves primaires et secondaires.

Article 26. Dimensionnement de la réserve tertiaire

1. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso est interconnecté avec la zone de l'EEEOA, le GRT assurera la capacité de réserve tertiaire nécessaire conformément aux accords transnationaux convenus avec l'EEEOA et l'opérateur de la zone de réglage définie par le CIC de l'EEEOA ;
2. Dans le cas où le système électrique du Burkina Faso fonctionne en autonome sans lien d'interconnexion transfrontalière avec les pays voisins, le GRT définit la puissance active requise pour la réserve tertiaire dont il a besoin pour l'exploitation.

Article 27. Obligation des fournisseurs de réserves en matière de réserve tertiaire

1. Les fournisseurs de réserve tertiaire garantissent la disponibilité continue de leurs réserves tertiaires, sauf en cas d'indisponibilité fortuite d'une unité fournissant de la réserve tertiaire.
2. Les fournisseurs de réserves tertiaires satisfont aux exigences définies à l'Article 43.
3. Les fournisseurs de réserves tertiaires assurent un temps de démarrage compris entre quinze (15) minutes et six (06) heures.
4. Chaque fournisseur de réserves tertiaires informe dès que possible le GRT de tout changement concernant tout ou partie de la disponibilité réelle de son unité de production d'électricité fournissant des réserves tertiaires.

Article 28. Responsabilités du GRT en matière de réglage tertiaire

1. Le GRT, définit au plus tard en « J-1 » le montant de réserve tertiaire dont il a besoin pour l'exploitation d'un réseau synchronisé de sa responsabilité.
2. Le GRT répartit la puissance active requise pour la réserve tertiaire définie conformément à l'Article 25 entre les fournisseurs de réserve secondaire.
3. Le GRT peut envoyer en temps réel des instructions aux fournisseurs de réserve tertiaire, afin de fournir une puissance active de consigne répondant aux besoins de réglage du système électrique.
4. Le GRT doit s'assurer que le réglage secondaire de fréquence est conforme aux propriétés énumérées dans l'Article 27.

CHAPITRE 4. GESTION DE LA TENSION ET DE LA PUISSANCE REACTIVE

Article 29. Obligations du GRT concernant les limites de tension

1. Le GRT maintient à tout moment les tensions du réseau aux points de raccordement dans la plage de tension spécifiée dans l'Article 38.

2. Pour respecter les tensions spécifiées dans l'Article 38 aux points de raccordement ou pour faire face à des contraintes matérielles sur le RPT, le GRT peut définir des plages de tensions plus contraignantes sur les ouvrages du RPT.
3. Le GRT peut exceptionnellement conclure des accords avec les USR raccordés au RPT, afin de définir aux points de raccordement des plages de tension élargies au-delà des seuils définis conformément à l'Article 38 paragraphes 1 et 2. Ces accords sont soumis à acceptation de toutes les parties sans quoi les plages de tension définies dans l'Article 38 feront foi.

Article 30. Gestion de la tension et de la puissance réactive par le GRT compétent

1. Si la tension à un point de raccordement au RPT se situe en dehors des plages conformément à l'Article 29 du présent Code, le GRT applique des actions correctives de réglage de la Tension et de gestion de la puissance réactive conformément à l'Article 9 du présent code afin de restaurer la tension au point de raccordement dans la plage spécifiée dans l'Article 29.
2. Le GRT tient compte, dans son analyse de la sécurité d'exploitation, des valeurs de tension auxquelles les USR raccordés au réseau de transport sont susceptibles de se déconnecter. Ces valeurs de tension sont conformes aux performances établies lors de l'état des lieux des installations existantes prévu dans l'Article 5 du Code de raccordement pour les installations existantes et aux exigences du Code de raccordement pour les nouvelles installations.
3. Le GRT veille à disposer d'une réserve de puissance réactive d'un volume et avec un délai de réaction adéquats, afin de maintenir les tensions dans sa zone de contrôle et aux interconnexions transfrontalières dans les plages indiquées à l'Article 29.
4. Le GRT doit contrôler les tensions du réseau afin de maximiser la fiabilité du réseau électrique en essayant, dans la mesure du possible, de minimiser les pertes du réseau de transport et le coût des services système.
5. Le GRT a le droit d'utiliser toutes les capacités de puissance réactive raccordées au RPT disponibles dans sa zone de contrôle aux fins de la gestion efficace de la puissance réactive et du maintien de la tension dans les plages indiquées à l'Article 29.
6. Le Gestionnaire de réseau compétent exploite directement ou indirectement, en coordination le cas échéant avec les GRD raccordés au réseau de transport, les ressources de puissance réactive à l'intérieur de sa zone de contrôle, y compris le blocage de la régulation automatique en tension/puissance réactive des transformateurs, l'abaissement de la tension et le système de déconnexion automatique de la charge nette en tension basse, afin de respecter les limites de sécurité d'exploitation et de prévenir un effondrement de la tension sur le RPT.
7. Le GRT détermine les actions de réglage de la tension en coordination avec les USR raccordés au RPT et avec les GRT voisins via le CIC de l'EEEOA.

8. Lorsque le réglage de la tension et la gestion de la puissance réactive sur le RPT le justifient, le GRT peut demander à un USR raccordé à un RPD, en coordination avec le GRD correspondant, de suivre des instructions de réglage de la tension.

Article 31. Obligations des USR concernant le réglage de la tension et la gestion de la puissance réactive sur le réseau

1. Chaque USR qui est une installation de consommation raccordée au RPT, respecte un facteur de puissance de 0,9 au point de raccordement.
2. Chaque USR qui est un réseau de distribution raccordé au RPT, respecte un facteur de puissance de 0,9 au point de raccordement tant en situation d'injection que de soutirage.
3. Le GRT, et le GRD peuvent convenir d'une valeur de facteur de puissance différente sans dépasser la valeur minimale de 0,85, dans les situations pour lesquelles des avantages techniques ou financiers sont démontrés par une analyse conjointe.
4. Afin de faire en sorte que les paramètres soient maintenus, chaque GRD raccordé au réseau utilise ses sources de puissance réactive et a le droit de donner des instructions de réglage de la tension aux USR raccordés à son réseau.
5. Les USR existants qui sont des installations de production de type B ou C au sens de l'Article 4 du Code de raccordement et les installations de production existantes aptes à participer au réglage de la tension à l'issue de l'état des lieux prévu à l'Article 5, paragraphe 2, du Code de raccordement, sont tenus de participer au réglage de la tension selon les instructions du GRT.

CHAPITRE 5. GESTION DU COURANT DE COURT-CIRCUIT

Article 32. Courant de court-circuit

1. Le GRT détermine :
 - a. Le courant maximal de court-circuit pour lequel la capacité nominale des disjoncteurs et d'autres équipements est dépassée ; et
 - b. Le courant minimal de court-circuit nécessaire au bon fonctionnement des équipements de protection.
2. Si l'analyse de la sécurité d'exploitation révèle un risque de dépassement du seuil de courant de court-circuit maximum ou minimum sur un défaut figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64, le GRT appliquera les mesures correctives conformément à l'Article 9 pour réduire ou augmenter le courant de court-circuit vers des valeurs acceptables.

Article 33. Calcul du courant de court-circuit et mesures afférentes

1. Le GRT effectue des calculs de courant de court-circuit afin d'évaluer l'impact sur les niveaux de courant de court-circuit sur le réseau de transport occasionné par les GRT voisins, les USR s'ils ont un impact sur les niveaux de courant de court-circuit, raccordés au réseau de transport.
2. Les calculs de courant de court-circuit sont actualisés :
 - a. Sur l'ensemble du réseau de transport du Burkina Faso *a minima* une (1) fois par an ;
 - b. Sur la zone d'influence à chaque fois qu'une évolution réseau est susceptible de significativement modifier les valeurs des courants de court-circuit ;
 - c. Sur la zone d'influence lors de modifications de réglage des protections
3. Aux fins des calculs de courant de court-circuit, le GRT :
 - a. Utilise les données les plus précises et de la meilleure qualité disponible ;
 - b. Tient compte des normes internationales et en particulier de la CEI 60-909 ; et
 - c. Prend pour base du calcul du courant maximal de court-circuit les conditions d'exploitation qui donnent le niveau maximal de courant de court-circuit, notamment le courant de court-circuit provenant d'autres réseaux de transport et de distribution.
4. Le GRT applique des mesures afin de prévenir le dépassement des limites maximales et minimales du courant de court-circuit visées à l'Article 32, à toutes les échéances et pour tous les équipements de protection. En cas de dépassement d'une de ces limites, le GRT active les actions correctives ou applique d'autres mesures assurant le rétablissement des limites visées à l'Article 32. Le dépassement de ces limites n'est autorisé que lors des séquences de manœuvres ou suite à aléa.

CHAPITRE 6. GESTION DES FLUX DE PUISSANCE

Article 34. Obligation du GRT concernant les limites de transit

1. Le GRT définit pour chaque ouvrage électrique de sa zone de contrôle des plages permanentes de flux de puissance acceptables ainsi que des plages temporaires de flux de puissance acceptables.
2. Le GRT maintient les flux de puissance dans les limites de sécurité d'exploitation définies lorsque le système est en état normal et après la survenue d'un aléa figurant sur la Liste des aléas visée à l'Article 64.

3. Dans la situation (N), en état normal, le GRT, s'assure que les flux de puissance sont dans les plages permanentes de limites visées au paragraphe 1.
4. Dans la situation (N-1), en état normal, le GRT s'assure que les flux de puissance sont dans les plages permanentes ou temporaires de limites visées au paragraphe 1. Dans le cas où les flux de puissances sont dans les plages temporaires de limites, sur occurrence d'un aléa, le GRT ayant préparé les actions correctives à appliquer, il les exécute afin de ramener les flux de puissances dans les plages permanentes de limites dans le délai alloué par les plages temporaires admissibles.

Article 35. Gestion des flux de puissance par le GRT compétent

1. Si les flux de puissance sur un élément du RPT ou aux interconnexions transfrontalières se situent en dehors des plages conformément à Article 34 du présent Code, le GRT applique des actions correctives de réglage des flux de puissance conformément à l'Article 9 du présent code afin de restaurer les flux de puissance dans la plage spécifiée dans l'Article 34.
2. Le GRT doit contrôler les flux de puissance du réseau afin de maximiser la fiabilité du réseau électrique en essayant, dans la mesure du possible, de minimiser les pertes du RPT.
3. Le GRT détermine les actions de contrôle des flux de puissance en coordination, si cela est pertinent, avec les USR raccordés au RPT et avec les GRT voisins via le CIC de l'EEEOA.

CHAPITRE 7. PROTECTIONS

Article 36. Exigences générales relatives aux protections

1. Le GRT exploite son réseau de transport avec les équipements de protection et de protection de secours afin d'empêcher automatiquement la propagation des Perturbations qui pourraient menacer la sécurité d'exploitation de son propre réseau de transport et du réseau transfrontalier.
2. Au moins une fois tous les cinq ans, le GRT réexamine sa stratégie et ses concepts de protection et les met à jour si nécessaire afin de garantir le bon fonctionnement des équipements de protection et le maintien de la sécurité d'exploitation.
3. A chaque évolution de réseau, le GRT réexamine les paramètres des protections de la zone impactée et effectue les modifications nécessaires afin de garantir le bon fonctionnement des équipements de protection et le maintien de la sécurité d'exploitation.
4. Après chaque opération de protection, le GRT évalue si les équipements de protection dans sa zone de contrôle ont fonctionné comme prévu et exécute des actions correctives si nécessaire.

5. Le GRT fixe pour les équipements de protection de son réseau de transport des paramètres de réglage qui garantissent une élimination fiable, rapide et sélective des défauts, y compris la protection de secours permettant d'éliminer un défaut en cas de dysfonctionnement du système de protection primaire.
6. Avant l'entrée en service des équipements de protection et de protection de secours ou à la suite d'éventuelles modifications, le GRT convient avec les GRT voisins de la définition des paramètres de réglage pour la protection des interconnexions transfrontalières et se coordonne avec ces GRT avant de modifier ces valeurs.
7. Le GRT et l'USR raccordé au RPT s'accordent à propos de toute modification affectant les systèmes de protection appropriés pour l'installation de production ou de consommation ou pour le réseau de distribution, et conviennent des modalités applicables aux systèmes de protection de ladite installation ou dudit réseau.

Article 37. Exigences générales en matière de contrôle-commande

Le GRT et l'USR raccordé au RPT s'accordent à propos de toute modification affectant le système de contrôle-commande de l'installation de production, de consommation ou du réseau de distribution, et conviennent des modalités applicables aux systèmes de protection de ladite installation ou dudit réseau.

TITRE 3. PERFORMANCE DU RPT

Article 38. Qualité de la tension

1. La tension se situe en situation (N), en régime permanent aux points de raccordement du RPT dans la zone synchrone, dans les plages spécifiées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2 : Tableau des plages de tension acceptables en exploitation normale

Tension Nominale U_n (en kV)	Exploitation Normale (en %)	Exploitation Normale (en kV)
330	±5	[313,5 - 346,5]
225	±5	[214 - 236]
132	±5	[125,5 - 138,5]
90	±5	[85,5 - 94,5]

2. A la suite d'un aléa, la tension se situe aux points de raccordement du réseau de transport dans les plages spécifiées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : Tableau des plages permanentes et temporaires de tension autorisées à la suite d'un aléa.

Tension nominale Un (en kV)	Plage de Tension (en kV)	Plage de Tension (pu)	Durée de fonctionnement (en min)
330	[297 – 313,5[[0,9 – 0,95[60
	[313,5 – 346,5]	[0,95 – 1,05]	Illimité
]346,5 – 363]]1,05 – 1,1]	1
225	[202,5 – 214[[0,9 – 0,95[60
	[214 – 236 kV]	[0,95 – 1,05]	Illimitée
]236 – 247,5]]1,05 – 1,1]	5
132	[119 – 125,5[[0,9 – 0,95[60
	[125,5 – 138,5]	[0,95 – 1,05]	Illimitée
]138,5 – 142]]1,05 – 1,1]	10
90	[81 – 85,5[[0,9 – 0,95[60
	[85,5 – 94,5]	[0,95 – 1,05]	Illimitée
]94,5 – 99]]1,05 – 1,1]	10

Ces plages ne s'appliquent cependant pas en cas d'accord sur des plages élargies tel que prévu par l'Article 29.

3. Le GRT doit être en mesure de fournir à l'autorité de régulation des statistiques de variation de la tension au point de raccordement des USR raccordés au RPT, en particulier le temps passé en dehors des plages de fonctionnement normales conformément au présent article.

Article 39. Qualité de la fréquence

1. Les paramètres définissant la qualité de la fréquence sont les suivants :
 - a. La fréquence nominale pour toutes les zones synchrones ;
 - b. La plage de fréquence standard pour toutes les zones synchrones ;
 - c. L'écart maximal de fréquence instantané pour toutes les zones synchrones ;
 - d. L'écart maximal de fréquence en régime permanent pour toutes les zones synchrones ;
 - e. Le délai de reconstitution de la fréquence pour toutes les zones synchrones ;

- f. Le nombre annuel maximal de minutes en dehors de la plage de fréquence standard.
2. Les valeurs par défaut des paramètres définissant la qualité de la fréquence énumérés au paragraphe 1 sont indiquées dans le tableau ci-après :

Tableau 4 : Paramètres définissant la qualité de la fréquence.

Fréquence nominale de toutes les zones synchrones de l'EEEOA	50 Hz
Plage de fréquence standard	+/- 100 mHz
Ecart de fréquence instantané maximal	800 mHz
Ecart de fréquence maximal en régime permanent	200 mHz
Délai de reconstitution de la fréquence	15 minutes
Nombre annuel maximal de minutes en dehors de la plage de fréquence standard	15 000

3. En état d'urgence, le contrôle de fréquence sur le système électrique sera exercé dans les limites de 47,5 – 51,5 Hz.
4. La valeur de la fréquence est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 « compatibilité électromagnétique » avec un intervalle de temps de mesure de 10 secondes.
5. En cas de demande de l'autorité de régulation, le GRT doit être en mesure de lui fournir les éléments relatifs à la qualité de la fréquence, en particulier les cas de non-respect des paramètres par défaut définis au paragraphe 2.

Article 40. Qualité de l'onde de tension

1. Les aléas liés à la production et au transport d'électricité ou à des causes extérieures (notamment climatiques) conduisent à définir des niveaux acceptables de Perturbation qui permettent à la plupart des équipements raccordés au RPT de fonctionner dans de bonnes conditions. Ces niveaux acceptables de perturbation sont les suivants :
- a. Fluctuations rapides de Tension
 - i. Le niveau de sévérité de longue durée du flicker (dit « Plt ») doit être inférieur ou égal aux valeurs recommandées dans la norme internationale IEC-TS-62749, c'est-à-dire 1, pendant 95 % du temps ou plus.
 - ii. Le niveau de sévérité de longue durée du flicker est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 2 heures.

b. Déséquilibres de la Tension

- i. Le taux de déséquilibre ne doit pas dépasser 2 % pour les réseaux de niveau de tension 90 kV et ne doit pas dépasser 1% pour les réseaux de niveau de tension supérieur ou égal à 132 kV.
- ii. Le taux de déséquilibre est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

c. Harmoniques

Le gestionnaire de réseau définit la valeur maximum attendue de THD exprimée en pourcentage pour chaque niveau de tension nominale du réseau de transport. Les limites de THD sont celles spécifiées dans les normes IEEE 519, EN 50160, et IEC/TR3 61000-3-6.

d. A-coups de tension

Les exigences à respecter en matière d'à-coups de tension sont celles figurant dans la norme IEC-61000-3-7. Les limites dépendent de la fréquence d'apparition des à-coups de tension.

Tableau 5 : Valeurs indicatives d'à-coups de tension admissibles sur le RPT sur une période donnée

Nombre d'à-coups de tension N	$\Delta U/UN$ %
$n \leq 4$ par jour	3 à 5
$n \leq 2$ par heure et >4 par jour	3
$2 < n \leq 10$ par heure	2,5

e. Creux et dépassements de tension

Le gestionnaire de réseau définit le nombre annuel maximum attendu d'évènements de creux et de dépassements de tension pour chaque point de raccordement et rend cette information publique.

Article 41. Qualité du service public de l'énergie

1. Dans le cadre de ses compétences, l'autorité de régulation propose à l'autorité concédante du réseau de transport d'électricité es indicateurs de performance et de

continuité du service public de l'électricité liés au transport d'énergie électrique à appliquer par le GRT.

2. La liste des indicateurs pourra comporter :
 - a. Le temps de coupure équivalent (TCE) ;
 - b. Le volume d'énergie non distribuée (END) ;
 - c. L'indice de durée moyenne d'interruption du service liée à une indisponibilité du réseau de transport : SAIDI (System Average Interruption Duration Index) ;
 - d. L'indice de fréquence moyenne d'interruption du service liée à une indisponibilité du réseau de transport : SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) ;
 - e. Indicateurs de qualité de l'ACE.
3. Le GRT fait ses meilleurs efforts pour respecter les critères établis par l'autorité concédante mettant en œuvre, à ses frais, les moyens humains et techniques dont il dispose.
4. Le GRT, en coordination avec l'autorité de régulation, met en place des mesures de suivi des indicateurs qu'il fournit au Ministère en charge de l'Energie annuellement et sur demande de ce dernier.

Article 42. Analyse des incidents

1. Le GRT réalise mensuellement une analyse *a posteriori* des événements d'exploitation pour lesquels le plan de défense a été activé, ou pour lesquels une perte de production ou de consommation a été constatée. Sur demande de l'autorité de régulation, le GRT transmet pour information cette analyse.
2. L'autorité de régulation a le droit de demander au GRT de réaliser une analyse approfondie visant à identifier les causes directes et les causes profondes de l'incident, ainsi qu'à recommander des actions d'amélioration. Le GRT réalise cette analyse approfondie dans un délai de 6 mois.
3. Les USR apportent leurs contributions aux analyses *a posteriori* sur demande du GRT.
4. Le GRT et les USR, via le GRT, apportent leurs contributions aux analyses *a posteriori* sur demande du CIC de l'EEEOA.

TITRE 4. CONFORMITE

Article 43. Responsabilité des USR

1. L'USR prend les dispositions nécessaires afin de s'assurer que chaque unité de production d'électricité soit conforme aux performances établies lors de l'état des lieux des installations existantes prévu dans l'Article 5 du Code de raccordement et aux exigences du Code de raccordement pour les nouvelles installations, pendant toute la durée de vie de l'installation.
2. Chaque USR notifie au gestionnaire de réseau avec lequel il dispose d'un point de raccordement, toute modification de ses capacités techniques qui pourraient avoir une incidence sur la conformité avec les exigences du présent code, avant son exécution.
3. Chaque USR notifie dès que possible au gestionnaire de réseau avec lequel il dispose d'un point de raccordement, toute perturbation dans l'exploitation de son installation qui pourrait avoir une incidence sur la conformité aux performances établies lors de l'état des lieux des installations existantes prévu dans l'Article 5 du Code de raccordement et aux exigences du Code de raccordement pour les nouvelles installations.
4. Chaque USR notifie au gestionnaire de réseau avec lequel il dispose d'un point de raccordement, en temps utile et avant leur lancement, le programme d'essais et les procédures à suivre pour la vérification de la conformité de son installation aux performances établies lors de l'état des lieux des installations existantes prévu dans l'Article 5 du Code de raccordement et aux exigences du Code de raccordement pour les nouvelles installations. Le gestionnaire de réseau compétent approuve au préalable et en temps utile les programmes d'essais et les procédures ; cette approbation ne peut pas être refusée sans raison valable. Lorsque l'USR possède un point de raccordement avec le GRD et n'entre en contact, en application du paragraphe 2, qu'avec ce dernier, le GRT est habilité à demander au GRD concerné les résultats des essais de conformité pertinents pour la sécurité d'exploitation de son réseau de transport.
5. L'USR procède aux essais et simulations de conformité, sur demande du gestionnaire de réseau compétent, en particulier après toute défaillance, modification ou remplacement de tout équipement qui pourrait avoir une incidence sur la conformité de l'installation aux performances établies lors de l'état des lieux des installations existantes prévu dans l'Article 6 du Code de raccordement aux exigences du Code de raccordement pour les nouvelles installations, ainsi que la conformité de l'installation aux performances convenues dans des contrats conclus avec le gestionnaire de réseau compétent.
6. Le gestionnaire de réseau compétent peut participer à ces essais et enregistrer les performances des unités de production d'électricité.

Article 44. Essais de conformité pour les installations de consommation ou de stockage en vue de fournir une réserve primaire

Les fournisseurs de réserve à partir d'installations de consommation ou d'installation de stockage réalisent des essais de conformité en vue de s'assurer que leurs installations satisfont aux exigences suivantes en ce qui concerne la réponse en mode de sensibilité à la fréquence (FSM) :

- a. La capacité technique de l'installation de consommation ou de l'installation de stockage à moduler en permanence la puissance active sur toute la plage de fonctionnement convenue avec le GRT ou le GRD afin de contribuer au réglage de la fréquence est démontrée ; les paramètres des régulations affectant le régime permanent, tels que statisme et bande morte, et les paramètres dynamiques, notamment la robustesse associée à la réponse aux échelons de fréquence et aux variations importantes et rapides de fréquence, sont vérifiés ;
- b. L'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte, ainsi que de la capacité d'augmentation ou de baisse effective de la production de puissance active à partir de chaque point de fonctionnement considéré ;
- c. L'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies :
 - i. La durée d'activation de la plage de réponse complète en puissance active aux variations de fréquence consécutivement à un échelon de fréquence n'est pas plus longue que celle fixée à l'Article 24 paragraphe 3 point e du Code de raccordement ;
 - ii. Il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence ;
 - iii. Le retard initial est conforme aux dispositions de l'Article 24 paragraphe 3 point e du Code de raccordement ;
 - iv. Les valeurs de statisme sont disponibles dans la plage spécifiée à l'Article 24, paragraphe 3, point e du Code de raccordement, et la bande morte (seuil) n'est pas supérieure à la valeur spécifiée dans ledit article ; et
 - v. L'insensibilité de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en tout point de fonctionnement pertinent n'excède pas les exigences établies à l'Article 24, paragraphe 3, point e du Code de raccordement.

Article 45. Contrôle de la conformité

1. Le Gestionnaire de réseau avec lequel un USR possède un point de raccordement a le droit de contrôler la conformité de l'USR avec les exigences du présent Code, les injections et soutirages attendus de la part de l'USR et ses prestations contractuelles de services système. Ce contrôle peut se faire à tout moment pendant la durée d'exploitation de l'installation.
2. Le contrôle de conformité peut s'effectuer :
 - a. Par le biais d'essais d'exploitation. La procédure applicable pour ces essais d'exploitation est notifiée en temps utile à l'USR par le GRT ou le GRD préalablement à l'exécution de l'essai. Si un écart est confirmé lors de cet essai, le coût de ce dernier est à la charge de l'USR. Dans le cas contraire, le gestionnaire de réseau compétent assume le coût de l'essai ;
 - b. Par le biais d'une inspection sur site. Si un écart est confirmé lors de cet inspection, le coût de ce dernier est à la charge de l'USR. Dans le cas contraire, le gestionnaire de réseau compétent assume le coût de l'inspection ;
 - c. Par le biais de la surveillance continue de grandeurs et paramètres en temps réel, de manière transparente pour l'USR. Aucune information préalable n'est requise.

Article 46. Suspension de l'accès au RPT par le GRT

1. En cas de non-conformité avérée d'un utilisateur du réseau, le GRT a le droit de suspendre l'accès au RPT d'un utilisateur du réseau. Cette suspension peut concerner un ou plusieurs points de raccordement.
2. La suspension de l'accès au RPT est décidée par le GRT et ne peut s'appliquer que lorsqu'*a minima* une des conditions suivantes est satisfaite :
 - a. Il existe un risque réel et sérieux pour la sûreté du système électrique
 - b. En cas de dépassement prolongé ou répété de la puissance de raccordement
 - c. En cas de non-respect des engagements contractuels
 - d. En cas de fraude
3. La suspension de l'accès au RPT doit être levée dès lors que l'ensemble des conditions précédentes ne sont plus satisfaites.

TITRE 5. ECHANGES DE DONNEES ET D'INFORMATIONS

CHAPITRE 1. EXIGENCES GENERALES SUR LES ECHANGES DE DONNEES ET D'INFORMATIONS

Article 47. Organisation, rôles, responsabilités et qualité des échanges de données

1. Le GRT est responsable de la fourniture et de l'utilisation de données et d'informations de haute qualité.
2. Le GRT échange des données avec les autres GRT dans la mesure où cela est nécessaire pour exécuter des analyses de la sécurité d'exploitation conformément à l'Article 65.
3. Le GRT échange des données avec le CIC de l'EEEOA conformément aux règles régionales applicables en la matière définies par l'EEEOA.
4. En coordination avec les USR, le GRT détermine l'applicabilité et le champ des échanges de données sur la base des catégories suivantes :
 - a. Données structurelles conformément à l'Article 51, Article 53 et Article 55 ;
 - b. Données prévisionnelles et de programmation conformément à l'Article 62 et à l'Article 63 ;
 - c. Données en temps réel conformément à l'Article 52, Article 54 et l'Article 56 ;
 - d. Données complémentaires convenues entre le GRT et l'USR.
5. Les USR raccordés au réseau de transport ont accès aux données relatives à leurs installations de réseau en service au point de raccordement. Les GRD dotés d'un point de raccordement à un réseau de transport sont habilités à recevoir les informations pertinentes structurelles, prévisionnelles et en temps réel de la part des GRT concernés et peuvent rassembler les informations structurelles, prévisionnelles et en temps réel provenant des GRD voisins. Les GRD voisins déterminent d'une manière coordonnée l'étendue des informations qui peuvent être échangées.
6. Le GRT peut demander aux USR des contributions à la suite d'un incident faisant l'objet d'une analyse d'incident tel que défini à l'Article 42. Les USR fournissent l'ensemble des informations en leur possession permettant de comprendre les conséquences ainsi que les causes directes et causes profondes de l'incident en question.

Article 48. Confidentialité des données échangées

1. Le propriétaire des données échangées – GRT ou USR – précise au destinataire des données si les données échangées sont publiques ou confidentielles.
2. Un propriétaire de données confidentielles peut exiger la signature d'un accord de confidentialité avec le destinataire des données confidentielles.
3. Le destinataire des données s'engage à :
 - a. Ne pas divulguer les données à des personnes tierces sans le consentement écrit du propriétaire des données ;
 - b. Ne pas utiliser les données une fin autre que celle pour laquelle les données ont été collectées ; et
 - c. Ne pas permettre l'accès à des données confidentielles à des personnes non autorisées.

Article 49. Organisation des échanges d'informations en temps réel

1. Tout échange d'information relatif à la sécurité des personnes et des biens vers l'autre partie est tracé.
2. La traçabilité des relations entre les deux parties est assurée par l'utilisation de documents écrits pour la planification et le retour d'expérience, ou de messages dans les autres cas.
3. Les USR et le GRT ont l'obligation de demeurer joignables par téléphone en permanence, y compris le week-end et les jours fériés, avec un temps de réponse le plus court possible et en tout état de cause inférieur à 15 minutes.
4. Les parties sont autorisées à procéder à l'enregistrement des conversations téléphoniques, en conformité avec la réglementation en vigueur. Ces informations sont :
 - a. Conservées deux (02) mois ;
 - b. Accessibles uniquement aux personnes ayant reçu une mission de contrôle.

Article 50. Information des parties à la suite d'une indisponibilité non programmée

1. En cas d'indisponibilité non programmée provenant du RPT et entraînant une limitation totale ou partielle de l'injection ou soutirage au point de raccordement d'un USR, le GRT informe immédiatement l'USR, via l'un de ses interlocuteurs habilités, dans un délai qui ne peut excéder une (1) heure à compter du début de l'incident.
2. A la suite de la remise en service de l'ouvrage concerné par l'indisponibilité, le GRT informe l'interlocuteur précité dans les meilleurs délais. En outre, à la demande de l'USR, le GRT notifie à l'USR un compte rendu factuel sur l'incident sous dix (10) jours.

3. En cas d'indisponibilité non programmée provenant de son installation, l'USR informe immédiatement le GRT et dans un délai qui ne peut excéder une (1) heure à compter du début de l'incident.
4. A la suite de la remise en service de l'ouvrage concerné par l'indisponibilité, l'USR informe le GRT dans les meilleurs délais. En outre, à la demande du GRT, l'USR notifie au GRT un compte rendu factuel sur l'incident sous dix (10) jours.

CHAPITRE 2. ÉCHANGE DE DONNEES ENTRE LE GRT ET LES GRD AU SEIN DE LA ZONE DE CONTROLE D'UN GRT

Article 51. Echange de données structurelles

1. Le GRT détermine la zone d'observabilité des réseaux de distribution raccordés au réseau de transport pertinent dont il a besoin pour déterminer l'état du réseau avec exactitude et efficacité.
2. Si le GRT considère qu'un réseau de distribution non raccordé au réseau de transport a une influence significative en termes de tension, de flux de puissance ou d'autres paramètres électriques pour la représentation du comportement du réseau de transport, ce réseau de distribution est défini par le GRT comme faisant partie de la zone d'observabilité.
3. Les informations structurelles liées à la zone d'observabilité visée aux paragraphes 1 et 2 fournies au GRT par chaque GRD comprennent au moins :
 - a. Les postes électriques, par ordre de niveau de tension ;
 - b. Les lignes qui relient les postes électriques ;
 - c. Les transformateurs des postes électriques ;
 - d. Les USR ; et
 - e. Les réactances et condensateurs reliés aux postes électriques visés au point a.
4. Chaque GRD raccordé au réseau de transport communique au GRT une mise à jour des informations structurelles présentées au paragraphe 3, au moins une fois tous les douze (12) mois.
5. Au moins une fois par an, chaque GRD raccordé au réseau de transport fournit au GRT auquel il est raccordé, pour chaque source d'énergie primaire les éléments suivants :
 - a. La capacité de production d'électricité totale agrégée des unités de production d'électricité de type A soumises aux exigences du Code de raccordement, et
 - b. Les meilleures estimations de la capacité de production des unités de production d'électricité de type A non soumises ou dérogeant au Code de raccordement, raccordés à son réseau de distribution, ainsi que

- c. Les informations associées concernant leur comportement en fréquence.

Article 52. Echange de données en temps réel

Sauf indication contraire du GRT, chaque GRD fournit au GRT, en temps réel, les informations liées à la zone d'observabilité du GRT, notamment :

- a. La puissance active et réactive des transformateurs de la zone d'observabilité ;
- b. La tension des jeux de barres de la zone d'observabilité ;
- c. Les meilleures données disponibles pour la production agrégée par source d'énergie primaire dans la zone du GRD ; et
- d. Les meilleures données disponibles pour la consommation agrégée dans la zone du GRD.

CHAPITRE 3. ECHANGES DE DONNEES ENTRE LE GRT ET UNITES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE RACCORDEES AU RPT

Article 53. Echange de données structurelles

1. Chaque USR qui est propriétaire d'une installation de production d'électricité comprenant une unité de production d'électricité de type C communique au GRT au moins les données suivantes :
 - a. Les données générales de l'unité de production d'électricité, notamment la puissance installée et la source d'énergie primaire ;
 - b. Les données relatives à la turbine et à l'installation de production d'électricité, notamment les délais de démarrage à froid et à chaud ;
 - c. Les données pour le calcul du courant de court-circuit ;
 - d. Les données relatives aux transformateurs de l'installation de production d'électricité ;
 - e. Les données relatives au réglage primaire des unités de production d'électricité qui offrent ou fournissent ce service ;
 - f. Les données nécessaires à la reconstitution du réseau de transport ;
 - g. Les données et modèles nécessaires aux simulations dynamiques ;
 - h. Les données relatives aux protections ;

- i. Si un marché d'ajustement est mis en place par le GRT, les données nécessaires pour déterminer le coût des actions correctives ; et
 - j. La capacité de réglage de la tension et de la puissance réactive.
2. Chaque USR qui est propriétaire d'une installation de production d'électricité comprenant une Unité de production d'électricité de type B communique au GRT au moins les données suivantes :
 - a. Les données générales de l'unité de production d'électricité, notamment la puissance installée et la source d'énergie primaire ;
 - b. Les données pour le calcul du courant de court-circuit ;
 - c. Les données relatives au réglage primaire des unités de production d'électricité qui offrent ou fournissent ce service ;
 - d. Les données relatives aux protections ;
 - e. La capacité de réglage de la puissance réactive ;
 - f. Si un marché d'ajustement est mis en place par le GRT, les données nécessaires pour déterminer le coût des actions correctives ; et
 - g. Les données nécessaires à l'évaluation de la stabilité dynamique.
3. Chaque USR propriétaire d'une installation de production d'électricité comprenant une unité de Production d'électricité communique au GRT une mise à jour des informations structurelles présentées aux paragraphes 1 ou 2 dès lors que l'une d'entre elles est modifiée.
4. Le GRT peut demander au propriétaire d'une installation de production d'électricité raccordée au réseau de transport de communiquer d'autres données nécessaires à l'analyse de la sécurité d'exploitation, conformément au CHAPITRE 2 du TITRE 6.

Article 54. Echange de données en temps réel

Sauf indication contraire du GRT, chaque USR qui est propriétaire d'une installation de production comprenant une unité de production d'électricité de type B ou C communique au GRT, en temps réel, au moins les données suivantes :

- a. Position des disjoncteurs au point de raccordement ou à un autre point d'interaction convenu avec le GRT ;
- b. Puissance active et réactive au point de raccordement ou à un autre point d'interaction convenu avec le GRT ;
- c. Tension au point de raccordement ou à un autre point convenu entre le GRT et l'USR ; et
- d. Dans le cas d'une installation de production d'électricité comprenant une unité de consommation autre que la consommation auxiliaire, la puissance active et réactive en sortie de la/des unités de production d'électricité.

CHAPITRE 4. ECHANGE DE DONNEES ENTRE LES GRT ET LES INSTALLATIONS DE CONSOMMATION

Article 55. Echange de données structurelles

1. Sauf indication contraire du GRT, chaque propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport communique au GRT les données structurelles suivantes :
 - a. Les données électriques des transformateurs raccordés au réseau de transport ; et
 - b. Les caractéristiques de charge de l'installation de consommation.
2. Chaque propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport communique au GRT une mise à jour des informations structurelles présentées au paragraphe 1 dès lors que l'une de ces informations est modifiée.

Article 56. Echange de données en temps réel

1. Le GRT a le droit de demander à un propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport de lui communiquer en temps réel les données de puissance active, de puissance réactive et de tension au point de raccordement.
2. Le GRT a le droit de demander à un propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport qui comprend une ou plusieurs unités de production d'électricité (autoproduction) de lui communiquer en temps réel les données de puissance active, de puissance réactive et de tension en sortie de la/des unités de production d'électricité.

Article 57. Echange de données entre le GRT et les installations de consommation raccordées au réseau de distribution associées à la participation active de la demande

1. Ces dispositions s'appliquent si le GRT met en place un ou des services de participation active de la demande conformément à l'Article 70 du Code de raccordement.

2. Sauf disposition contraire du GRT, chaque installation de consommation raccordée à un réseau de distribution associée à la participation active de la demande communique les données suivantes programmées et en temps réel, directement au GRT et au GRD :
 - a. La puissance active minimale et maximale disponible pour la participation active de la demande et la durée maximale et minimale de toute utilisation potentielle de cette puissance aux fins de la participation active de la demande ;
 - b. Une prévision de la puissance active non restreinte disponible pour la participation active de la demande et de toute participation active de la demande planifiée ;
 - c. La puissance active et réactive en temps réel au point de livraison ; et
 - d. Une confirmation que les estimations des valeurs réelles de la participation active de la demande sont appliquées.

TITRE 6. PLANIFICATION DE L'EXPLOITATION

CHAPITRE 1. COORDINATION DE LA MAINTENANCE

Article 58. Programmation des indisponibilités

1. Les USR déclarent au GRT leurs intentions de réaliser des interventions sur leurs installations raccordées au RPT qui vont entraîner l'indisponibilité de ces dernières. Ces déclarations seront notifiées au GRT le plus tôt possible et au plus tard le 30 juin de l'année N pour l'année N+1. Les USR peuvent modifier leurs demandes pour l'année N+1 sans condition jusqu'au 30 juin de l'année N. Le GRT est responsable de la coordination et collecte des programmes d'indisponibilité des interconnexions transfrontalières avec les GRT voisins et s'assurera qu'il a connaissance de ces indisponibilités au plus tard le 30 juin de l'année N pour l'année N+1.
2. Pour satisfaire aux besoins de maintenance de son propre réseau, le GRT s'efforcera de limiter la fréquence et la durée des interventions entraînant une interruption du service et de les programmer, dans la mesure du possible, aux dates et heures susceptibles de causer le moins de gêne possible aux USR. A cette fin, le GRT consultera les USR lors de l'élaboration de son programme d'intervention. Une fois ce programme établi selon ces principes, le GRT déclare aux USR concernés les indisponibilités d'ouvrages du RPT susceptibles de leur apporter une gêne. Ces déclarations seront notifiées aux USR le 31 août de l'année N pour l'année N+1.
3. Le GRT établit un calendrier prévisionnel des indisponibilités incluant les indisponibilités déclarées par les USR, les indisponibilités programmées des interconnexions transfrontalières avec les GRT voisins qu'il aura collectées ainsi que les indisponibilités d'ouvrages du RPT qu'il a lui-même programmées. Ce calendrier prévisionnel est établi au plus tard le 31 août de l'année N pour l'année N+1. Le GRT informe les USR des indisponibilités ayant un impact sur leur point de raccordement.
4. Durant la semaine S, le GRT consolide le calendrier prévisionnel des indisponibilités de la semaine S+1 et tient compte de ce calendrier lors de la réalisation de l'analyse de la sécurité d'exploitation hebdomadaire visée à l'Article 65.
5. Durant la journée J, le GRT intègre les dernières informations à sa disposition pour consolider le calendrier prévisionnel des indisponibilités du jour J et J+1 et tient compte de ce calendrier lors de la réalisation des analyses de la sécurité d'exploitation visées à l'Article 65.
6. En état d'alerte ou d'urgence tel que visé à l'Article 5, le GRT peut décider de réaliser des analyses de la sécurité d'exploitation conformément à l'Article 65 avant d'autoriser toute intervention prévue dans le programme général. Consécutivement à ces analyses de la sécurité d'exploitation, le GRT peut reporter une ou plusieurs interventions programmées si les limites de sécurité d'exploitation sont atteintes.

7. Les USR devront avoir l'accord préalable du GRT avant toute déconnexion dans le cadre de travaux programmés.

Article 59. Modifications du calendrier prévisionnel des indisponibilités

1. Le GRT peut à tout moment, en fournissant les motifs pertinents, demander à un USR de changer le calendrier ou la durée d'arrêt d'une Indisponibilité programmée incluse dans le calendrier prévisionnel des indisponibilités, tant pour les installations appartenant aux USR que pour les ouvrages du RPT susceptibles d'avoir un impact sur le point de raccordement de ces derniers. Dans ce cas :
 - a. L'USR peut répondre soit par refus motivé de la demande, soit en accédant à la demande de changement. Les USR sont tenus de coopérer autant que possible avec le GRT ;
 - b. Si un USR répond en acceptant la demande sous réserve de conditions spécifiques, le GRT doit réagir en acceptant ou non ces conditions. Lorsque le GRT accepte les conditions, il modifie le calendrier prévisionnel des indisponibilités en conséquence. Lorsque le GRT refuse les conditions, il peut négocier avec l'USR de nouvelles conditions ou alternatives acceptables.
2. Un USR peut à tout moment demander au GRT de changer le calendrier ou la durée d'arrêt d'une de ses installations incluses dans le calendrier prévisionnel des indisponibilités. Dans ce cas :
 - a. Le GRT peut répondre soit par refus motivé de la demande, soit en accédant à la demande de changement. Le GRT est tenu de coopérer autant que possible avec les USR ;
 - b. Si le GRT répond en acceptant la demande sous réserve de conditions spécifiques, l'USR concerné doit réagir en acceptant ou non ces conditions. Lorsque l'USR concerné accepte les conditions, le GRT modifie le calendrier prévisionnel des indisponibilités en conséquence. Lorsque l'USR concerné refuse les conditions, il peut négocier avec le GRT de nouvelles conditions ou alternatives acceptables.
3. Le GRT recense l'ensemble des modifications et annulations d'indisponibilités postérieures à l'établissement du planning prévisionnel des indisponibilités visé au paragraphe 3 de l'Article 58 et établit un rapport annuel de l'année précédente avant le 31 mars de l'année en cours. Ce rapport est tenu à disposition de l'autorité de régulation en vue d'assurer l'amélioration des performances futures du GRT.

CHAPITRE 2. DONNEES POUR L'ANALYSE DE LA SECURITE D'EXPLOITATION

Article 60. Principes généraux

1. Les études de réseaux sont basées sur le développement de modèles de réseaux individuels contenant les informations structurelles et les données visées à l'Article 51, à l'Article 53 et à l'Article 55.
2. Afin de mener une analyse de la sécurité d'exploitation conformément au Chapitre 3 du TITRE 6, le GRT effectue la programmation de la production et des études de réseaux, pour chacune des échéances ci-dessous :
 - a. A un an, conformément à l'Article 61 paragraphe 1 ;
 - b. A une semaine, conformément à l'Article 61 paragraphe 2;
 - c. Journalière et infrajournalière, conformément à Article 61 Paragraphe 3;

Article 61. Modèles de réseaux

1. Le GRT crée un modèle de réseaux à un an aux fins de la planification de l'exploitation en tenant compte des éléments suivants :
 - a. La demande d'électricité ;
 - b. Les conditions relatives à la contribution des sources d'énergie renouvelables ;
 - c. La détermination des importations et exportations, y compris les valeurs de référence partagées ;
 - d. Le plan de production d'électricité ;
 - e. La description du réseau disponible en tenant compte des opérations de maintenance programmées ;
 - f. Les limites de sécurité d'exploitation.
2. Le GRT crée un modèle de réseaux à une semaine aux fins de la planification de l'exploitation en mettant à jour son modèle de réseaux à un an, et en y intégrant les indisponibilités fortuites.
3. Le GRT crée un modèle de réseaux journalier et infrajournalier aux fins de la planification de l'exploitation en mettant à jour son modèle de réseaux à une semaine.
4. Lors de la création du modèle de réseaux visé au paragraphe 2 et 3, le GRT indique :
 - a. Les prévisions actualisées en matière de demande et de production d'électricité notamment renouvelable ;
 - b. Les résultats disponibles des opérations de programmation ;
 - c. La topologie actualisée du réseau ;
 - d. Toutes les actions correctives déjà décidées avec les GRT voisins.

Article 62. Données requises pour la planification à une semaine

1. Les USR comprenant des unités de production de types B et C fournissent au plus tard le dernier jour ouvrable de chaque semaine avant 9h00, leurs données prévisionnelles de disponibilité au pas horaire, pour la semaine à venir.
2. Les USR comprenant des unités de production de types B et C ayant comme source d'énergie primaire l'énergie solaire ou éolienne ainsi que les unités de production hydraulique fil de l'eau de types B et C fournissent au plus tard le dernier jour ouvrable de chaque semaine avant 9h00 leurs données prévisionnelles de production au pas demi-horaire, pour la semaine à venir.
3. Les USR informent le GRT de toute modification apportée aux informations déjà fournies dès que ces informations sont disponibles. Cette information doit être fournie par écrit ou de toute autre manière convenue entre les USR et le GRT.
4. Le GRT est responsable de la collecte des données d'échange d'énergie avec les GRT voisins.

Article 63. Données requises pour la planification journalière

1. Les USR comprenant des unités de production de types B et C fournissent chaque jour au plus tard à 12h00 l'actualisation de leurs données prévisionnelles de disponibilité au pas demi-horaire, pour le jour à venir.
2. Les USR comprenant des unités de production de types B et C ayant comme source d'énergie primaire l'énergie solaire ou éolienne ainsi que les unités de production hydraulique fil de l'eau de types B et C fournissent chaque jour au plus tard à 12h00 l'actualisation de leurs données prévisionnelles de production au pas demi-horaire, pour le jour à venir.
3. Le GRT effectue des prévisions de la consommation en J-1 en tenant compte des facteurs suivants :
 - a. Données historiques de la consommation ;
 - b. Les conditions météorologiques prévisionnelles ;
 - c. L'incidence d'événements ou d'activités d'envergure nationale et locale qui sont connus à l'avance par le GRT ;
 - d. Les pertes du réseau de transport ;
 - e. Les unités de production intégrées à la demande. Le GRT est chargé de définir le seuil de puissance à partir duquel les unités de production sont prises en compte ;
 - f. Autres informations fournies par les USR ; et
 - g. Flux de puissances au niveau des interconnexions transfrontalières.

CHAPITRE 3. ANALYSE ET TRAITEMENT DES ALEAS

Article 64. Liste des aléas

1. Le GRT établit une liste des aléas à étudier lors des analyses de la sécurité d'exploitation. Cette liste comprend les aléas internes et externes de sa zone d'observabilité qui menacent la sécurité d'exploitation de la zone de contrôle du GRT.
2. La liste des aléas à étudier lors des analyses de la sécurité d'exploitation est constituée des deux catégories suivantes :
 - a. « Aléas normaux » comprenant *a minima* les aléas suivants :
 - i. la perte d'une liaison unique du RPT ;
 - ii. la perte d'une unité de production ;
 - iii. la perte d'un transformateur unique ; et
 - iv. la perte d'un moyen de compensation réactive.
 - b. « Aléas exceptionnels » comprenant des aléas chacun correspondant à la perte de plus d'un élément en raison d'une cause commune
3. La liste des aléas visée au paragraphe 2 peut être complétée par le GRT par une liste d'aléas supplémentaires considérés comme suffisamment probables et pouvant impacter la sûreté de fonctionnement du réseau.
4. Tout aléa n'appartenant pas à la liste des aléas visée au paragraphe 2 est considéré comme un « aléa hors dimensionnement ». Il ne fait pas partie de la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64.

Article 65. Analyse de la sécurité d'exploitation

1. Le GRT effectue une analyse de la sécurité d'exploitation dans sa zone d'observabilité afin de déterminer les aléas qui menacent ou pourraient menacer la sécurité d'exploitation de sa zone de contrôle, et les actions correctives qui pourraient être nécessaires pour faire face à ces aléas.
2. Lorsqu'il effectue une analyse de la sécurité d'exploitation, le GRT tient compte de l'effet des actions correctives et des mesures du plan de défense du réseau.
3. Le GRT s'efforce d'effectuer une analyse de la sécurité d'exploitation sur la base du modèle de réseaux présenté à l'Article 61 correspondant à l'échéance.
4. Le GRT veille à ce que les franchissements potentiels des limites de sécurité d'exploitation dans sa zone de contrôle qui sont révélés par l'analyse de sécurité en exploitation ne menacent pas la sécurité d'exploitation de son réseau de transport

ou des réseaux de transport interconnectés. En particulier, il vérifiera le respect du Critère (N-1) qui consiste *a minima* à vérifier qu'un aléa figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'Article 64 ne cause pas :

- a. Une sortie des plages de sécurité d'exploitation définies à l'Article 12, que ces plages soient permanentes ou temporaires, avec respect du temps autorisé par la plage temporaire ;
 - b. Une impossibilité de reprise d'au moins 50 % de la production ou de la charge coupée en moins de 5 heures ;
 - c. La séparation d'une partie du réseau (sauf antenne structurelle) ;
 - d. La sortie des limites de stabilité ;
 - e. Des déclenchements en cascade.
5. En ce qui concerne le critère (N-1), l'autorité de régulation peut demander au GRT d'utiliser des critères supplémentaires visant à améliorer la continuité de l'alimentation des USR en plus des critères détaillés au paragraphe 4 ci-dessus.
6. Le GRT effectue des analyses de la sécurité d'exploitation au moins pour les échéances suivantes :
- a. A un an ;
 - b. A une semaine ;
 - c. Journalière ;
 - d. Infrajournalière ; et
 - e. En temps réel.

Article 66. Traitement des aléas en planification

Quand le GRT détecte une contrainte possible, il prévoit des actions correctives conformément à l'Article 10. Si toutes les actions correctives entraînent des coûts jugés trop conséquents et que la contrainte est liée à l'indisponibilité programmée de certains actifs pertinents, cette contrainte constitue une incompatibilité dans la planification des indisponibilités. Le GRT lance alors une modification du calendrier prévisionnel des Indisponibilités, telle que décrite à l'Article 59.

Article 67. Traitement des aléas en temps réel

1. Lorsque le GRT juge que les risques associés à un aléa sont si importants qu'il pourrait ne pas être en mesure de préparer et d'activer des actions correctives en temps utile pour prévenir la non-conformité avec le critère (N-1) ou qu'il existe un risque de propagation d'une perturbation au réseau de transport interconnecté, il

prépare et active les actions correctives pour se mettre en conformité avec le critère (N-1) défini à l'Article 65 paragraphe 4 dès que possible.

2. Dans le cas où le critère (N-1) ne peut être satisfait du fait de la structure du réseau, le GRT s'assure qu'en situation N, les grandeurs physiques se situent à l'intérieur des plages de fonctionnement normales. Dans le cas contraire où en situation N des grandeurs physiques se situeraient à l'extérieur des plages de fonctionnement normales, le GRT prépare et met en œuvre des actions correctives.
3. En cas de situation (N-1) provoquée par une perturbation, le GRT active une action corrective afin de garantir que le réseau de transport revienne à un état normal dès que possible et que cette situation (N-1) devienne la nouvelle situation N.
4. Un GRT n'est pas tenu de respecter le critère (N-1) dans les situations suivantes :
 - a. Au cours de séquences de manœuvres ;
 - b. Lorsqu'une situation réseau est établie pour une raison éphémère avec une durée inférieure à deux (2) heures ;
 - c. Pendant la période de temps requise pour préparer et activer les actions correctives suite à la survenue d'un aléa.

Article 68. Calcul de capacités de transfert

Les capacités d'échanges entre GRT sont calculées à partir d'analyses de la sécurité d'exploitation conformément aux règles applicables en la matière définies par l'EEEOA.

TITRE 7. FORMATION

Article 69. Programme de formation

1. Au plus tard dix-huit (18) mois après l'entrée en vigueur du présent code, le GRT élabore et adopte :
 - a. Un programme initial de formation pour la certification et un programme de formation continue de son personnel chargé de l'exploitation en temps réel du réseau de transport ;
 - b. Un programme de formation de son personnel chargé de la planification de l'exploitation.
 - c. Un programme de formation de son personnel chargé de l'équilibrage.
2. Les programmes de formation du GRT comprennent la connaissance des éléments du réseau de transport, de l'exploitation du réseau de transport, de l'utilisation des systèmes et processus disponibles en conditions réelles, des opérations inter-GRT, de la coordination avec le CIC de l'EEEOA, de l'organisation des marchés, de la reconnaissance et du traitement des situations exceptionnelles d'exploitation du réseau, et des activités et outils de programmation de l'exploitation.
3. Le programme de formation continue pour le personnel chargé de l'exploitation en temps réel du réseau de transport doit comporter un système de certification périodique. Tous les deux ans, chaque membre de ce personnel doit valider une certification dédiée aux personnel expérimenté.
4. Le GRT inclut dans son programme de formation pour le personnel chargé de l'exploitation en temps réel du réseau de transport, avec une indication de la fréquence des formations, les éléments suivants :
 - a. Une description des éléments du réseau de transport ;
 - b. L'exploitation du réseau de transport dans tous les états du réseau, y compris la reconstitution ;
 - c. Les règles et limitations techniques liées à la manœuvre des ouvrages électriques ;
 - d. L'utilisation des systèmes et processus disponibles en conditions réelles ;
 - e. La coordination des opérations inter-GRT notamment via le CIC de l'EEEOA ;
 - f. La reconnaissance et le traitement des situations d'exploitation exceptionnelles ;
 - g. Les domaines pertinents d'ingénierie électrique ;
 - h. Les aspects pertinents du marché régional de l'électricité de l'EEEOA ;
 - i. Les aspects pertinents des codes de réseau ;

- j. La sécurité des personnes et la sûreté des installations et des autres équipements dans la gestion du réseau de transport ;
 - k. La coopération et la coordination inter-GRT dans l'exploitation en temps réel et dans la planification de l'exploitation au niveau des principaux centres de conduite ;
 - l. La formation conjointe avec les USR raccordés au réseau de transport, le cas échéant ;
 - m. Les aptitudes comportementales, en mettant l'accent sur la gestion du stress, le comportement humain en situation critique, la responsabilité et la motivation ;
 - n. Les pratiques et outils de la planification de l'exploitation, notamment ceux utilisés avec les coordinateurs régionaux de la sécurité pour la planification de l'exploitation ; et
 - o. Des analyses *a posteriori* d'incidents.
5. Le programme de formation pour le personnel chargé de la planification de l'exploitation aborde au moins les aspects visés au paragraphe 4, points d, e, f, g, h, i, k, n et o.
 6. Le programme de formation pour le personnel chargé de l'équilibrage aborde au moins les aspects visés au paragraphe 4, points d, h, i et o.
 7. Le GRT tient des registres des programmes de formation suivis et des certifications reçues par les membres du personnel pendant leur période d'emploi. À la demande de l'autorité de régulation, le GRT communique le cadre général et le détail de ses programmes de formation.
 8. Le GRT réexamine ses programmes de formation au moins une fois par an, ou à la suite de modifications importantes de contenus présentés en formation. Le GRT met à jour ses programmes de formation afin de tenir compte de l'évolution des conditions d'exploitation, des règles du marché, de la configuration et des caractéristiques du réseau, en particulier en ce qui concerne les nouvelles technologies, l'évolution des schémas de production d'électricité et de consommation et l'évolution du marché.

Article 70. Conditions de formation

1. Les programmes de formation du GRT pour le personnel chargé de l'exploitation en temps réel comprennent, en plus des formations théoriques, un volet en conditions réelles et un volet en salle de simulation. La formation en conditions réelles est dispensée sous la supervision d'un employé certifié chargé de l'exploitation en temps réel. La formation en salle de simulation est dispensée dans un environnement qui reproduit la salle de contrôle réelle du GRT, avec des détails de modélisation du réseau à un niveau approprié pour les tâches faisant l'objet de la formation.

2. Le GRT met en œuvre une formation du personnel chargé de l'exploitation en temps réel sur la base d'un modèle complet de son réseau comprenant des données d'autres réseaux, dont au moins ceux de la zone d'observabilité, à un niveau de détail suffisant pour reproduire les aspects de l'exploitation inter-GRT. Les scénarios de formation sont basés sur des conditions de réseau réelles et simulées. Le cas échéant, les rôles des autres GRT, des GRD raccordés au réseau de transport et des autres USR sont également simulés, sauf s'ils peuvent être directement représentés dans le cadre de formations conjointes.
3. Le GRT coordonne la formation en salle du personnel chargé de l'exploitation en temps réel avec les GRD raccordés au réseau de transport et les autres USR en ce qui concerne l'impact de leurs installations sur l'exploitation en temps réel du réseau de transport, d'une manière complète et proportionnée, en tenant compte de la topologie la plus récente du réseau et des caractéristiques des équipements secondaires. Le cas échéant, les GRT, les GRD raccordés au réseau de transport et les USR mettent en œuvre des simulations conjointes en salle de formation ou des ateliers de formation conjoints.

TITRE 8. ETAT D'URGENCE ET RECONSTITUTION DU RESEAU

CHAPITRE 1. PLAN DE DEFENSE DU RESEAU

Article 71. Principes généraux

1. Le plan de défense a pour objectif de limiter les conséquences des aléas exceptionnels et hors dimensionnement afin de maintenir le meilleur fonctionnement possible du RPT en situation d'alerte et d'urgence. Il contient notamment l'ensemble des actions automatiques permettant de protéger le système électrique en cas d'évènement dont la rapidité d'apparition et d'évolution ne permet pas d'intervention humaine
2. Le GRT doit élaborer et tenir à jour un plan de défense *a minima* tous les deux (2) ans.

Article 72. Conception du plan de défense du réseau

1. Dans les trois (3) années suivant l'entrée en vigueur du présent Code, le GRT conçoit un plan de défense du réseau en consultation avec les USR concernés notamment les GRD, l'autorité de régulation, les GRT voisins et les autres GRT de la zone synchrone concernée.
2. Le GRT adapte les modalités du plan de défense à la nature du réseau
3. Le GRT tient compte au minimum des éléments suivants dans la conception de son plan de défense du réseau :
 - a. Les limites de sécurité d'exploitation fixées conformément à l'Article 12 ;
 - b. Le comportement et les capacités de réaction au niveau de la consommation et de la production dans chaque zone synchrone ;
 - c. Les besoins spécifiques des USR de haute priorité, en vertu de l'Article 82, paragraphe 4, point d ;
 - d. Les caractéristiques de son réseau de transport, des réseaux sous-jacents des GRD et des interconnexions transfrontalières avec les réseaux des GRT voisins ; et
 - e. La coordination des mesures du plan de défense avec l'ensemble des GRT de la zone synchrone conformément aux exigences du code d'exploitation de l'EEEOA.

4. Le GRT élabore un plan de défense qui contient *a minima* les dispositions suivantes :
 - a. Les procédures du plan de défense du réseau émises par le GRT ; et
 - b. Les mesures soumises à une consultation ou coordination en temps réel avec les parties identifiées.

Article 73. Mise en place du Plan de défense du réseau

1. Le GRT a la charge de mettre en œuvre les mesures de son plan de défense du réseau. Il maintient par la suite les mesures mises en œuvre.
2. Le GRT notifie directement aux USR raccordés au RPT les mesures devant être mises en œuvre sur leurs installations et les échéances de mise en œuvre.
3. Lorsqu'un GRT informe un GRD, conformément au paragraphe 2, le GRD notifie à son tour et sans tarder aux USR, aux GRD raccordés à son réseau de distribution les mesures du plan de défense du réseau qu'ils doivent mettre en œuvre sur leurs installations respectives, ainsi que les échéances de cette mise en œuvre.
4. Chaque USR, ayant reçu une notification :
 - a. Met en œuvre les mesures notifiées conformément au présent article au plus tard 12 mois après la date de notification ;
 - b. Confirme la mise en œuvre des mesures au gestionnaire de réseau émetteur de la notification, qui, lorsqu'il est distinct du GRT, notifie au GRT cette confirmation ; et
 - c. Maintient les mesures ayant été mises en œuvre sur ses installations.

CHAPITRE 2. MESURES DU PLAN DE DEFENSE DU RESEAU

Article 74. Système de réglage automatique de la sous-fréquence

1. Le système de réglage automatique de la sous-fréquence du plan de défense du réseau comporte un système de délestage fréquence-métrique (UfLS) et l'action du mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U).
2. Le GRT prévoit, dans la conception de son plan de défense du réseau, l'activation du mode LFSM-U avant l'activation du système de délestage fréquence-métrique (UfLS), lorsque la vitesse de variation de la fréquence le permet.
3. Le GRT conçoit le système de délestage fréquence-métrique (UfLS). Le système prévoit la déconnexion automatique de la charge nette à différents seuils de fréquence, depuis un « seuil de départ obligatoire » jusqu'à un « seuil final

obligatoire » qui délimitent une plage d'exécution, en incluant au moins un pas intermédiaire.

4. Au moins 50 % de la charge de pointe doit être disponible pour le système de délestage fréquence-métrique (UfLS). La charge disponible et sa répartition dans les différents seuils doit être priorisée selon les types de clients. Les installations vitales (hôpitaux, ...) ne doivent pas être disponibles pour le système de délestage fréquence-métrique (UfLS).
5. Le GRT définit la liste des postes dans lesquels le système de délestage fréquence-métrique (UfLS) sera installé.
6. Le GRT ou USR installe les relais nécessaires à un délestage fréquence-métrique (UfLS) en tenant compte au moins du comportement de la charge ainsi que de la production dispersée.
7. Le système de Délestage fréquence-métrique (UfLS) défini dans le plan de défense du réseau peut prévoir une déconnexion automatique de la charge nette sur la base d'un gradient de fréquence, à condition :
 - a. Qu'il ne soit activé que :
 - i. Lorsque l'écart de fréquence est supérieur à l'écart maximal de fréquence en régime permanent et que le gradient de fréquence est supérieur à celui produit par l'incident de référence ;
 - ii. Jusqu'à ce que la fréquence atteigne celle du niveau de départ obligatoire pour la déconnexion de la charge nette.
 - b. Qu'il soit nécessaire et justifié afin de maintenir la sécurité d'exploitation de façon efficace.

Article 75. Système de réglage automatique de la sur-fréquence

Le système de réglage automatique de la surfréquence défini dans le plan de défense du réseau est l'action du mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O).

Article 76. Système automatique contre l'écroulement de tension

1. Le plan de défense du réseau inclut un système de délestage voltmétrique (UVLS) en tension basse.
2. Le GRT conçoit le système de délestage voltmétrique (UVLS). Le système prévoit la déconnexion automatique de la charge nette selon différents niveaux de tension ou différentes temporisations.
3. Le GRT définit la liste des postes dans lesquels le système de délestage voltmétrique sera installé.

4. Le système de délestage voltométrique ne doit pas déconnecter de charge nette en un point lorsque la tension en ce point est supérieure à 90% de la tension nominale.

Article 77. Procédure de gestion des écarts de fréquence

Pour prévenir la propagation ou l'aggravation d'un état d'urgence, le GRT :

- a. Est habilité à établir une consigne de puissance active à maintenir par un USR, sous réserve que ladite consigne satisfasse aux contraintes techniques de l'USR. Les USR exécutent les consignes données par le GRT directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD sans délai indu et maintiennent ledit état jusqu'à une nouvelle consigne. Lorsque les instructions sont données directement, le GRT en informe sans délai indu les GRD concernés.
- b. Est habilité à déconnecter les USR de façon directe, ou indirecte par les GRD. Les USR restent déconnectés jusqu'à nouvel ordre. Lorsque les USR sont déconnectés directement, le GRT en informe les GRD concernés sans délai indu.
- c. Doit être en mesure de fournir à l'autorité de régulation, les éléments justifiant l'envoi de l'instruction de changement de consignes de puissance ou de déconnexion dans le cadre du plan de défense.

Article 78. Procédure de gestion des écarts de tension

Pour prévenir la propagation ou l'aggravation d'un état d'urgence, le GRT est habilité à établir une plage de puissance réactive ou une plage de tension et à donner instruction de la maintenir aux USR, sous réserve que ladite consigne satisfasse aux contraintes techniques de l'USR.

Article 79. Procédure de gestion du flux de puissance

1. La procédure de gestion du flux de puissance prévue dans le plan de défense du réseau comporte un ensemble de mesures de gestion d'un flux de puissance situé en dehors des limites de sécurité d'exploitation définies à l'Article 12.
2. Pour prévenir la propagation ou l'aggravation d'un état d'urgence,
 - a. Le GRT est habilité à fixer une valeur de consigne de puissance active à maintenir par un USR, sous réserve que cette valeur de consigne respecte les contraintes techniques de l'USR. Les USR exécutent les instructions données par le GRT directement ou indirectement par l'intermédiaire des GRD sans délai indu et maintiennent ledit état jusqu'à la transmission de

nouvelles instructions. Lorsque les USR sont directement déconnectés, le GRT en informe sans délai indu les GRD concernés.

- b. Le GRT est habilité à déconnecter les USR de façon directe, ou indirecte via les GRD. Les USR restent déconnectés jusqu'à la transmission de nouvelles instructions. Lorsque les instructions sont données directement, le GRT en informe sans délai indu les GRD concernés.
3. Le GRT tient à disposition de l'autorité de régulation, les éléments justifiant l'envoi de l'instruction de changement de consignes de puissance ou de déconnexion dans le cadre du plan de défense.

Article 80. Procédure de déconnexion manuelle de la charge

1. Outre les mesures énoncées à l'Article 77, à l'Article 78 et à l'Article 79, le GRT peut fixer la quantité de charge nette d'un USR pouvant être déconnectée manuellement, soit directement par le GRT, soit indirectement par l'intermédiaire des GRD, lorsque cela est nécessaire pour prévenir la propagation ou l'aggravation d'un état d'urgence. Lorsqu'il prévoit de déconnecter directement la charge, le GRT en informe sans délai indu les USR concernés.
2. Le GRT active la déconnexion manuelle de la charge nette visée au paragraphe 1 afin de :
 - a. Remédier aux situations de sortie des plages permanentes de flux de puissance ou de tension ; ou
 - b. Remédier aux situations entraînant un risque de dégradation de la fréquence dans la zone synchrone.
3. Le GRT notifie aux GRD la quantité de charge nette fixée en vertu du paragraphe 1 à déconnecter sur leurs réseaux de distribution. Chaque GRD déconnecte sans délai indu la quantité de charge nette notifiée.
4. Dans les dix (10) jours ouvrables jours suivant l'incident, le GRT rédige un rapport contenant une explication détaillée des motifs, de la mise en œuvre et de l'impact de cette action et le soumet pour information à l'autorité de régulation.

CHAPITRE 3. PLAN DE RECONSTITUTION

Article 81. Principes généraux

1. Le plan de reconstitution du réseau contient l'ensemble des actions mises en œuvre suite à une panne généralisée pour réalimenter l'ensemble du réseau du Burkina Faso avec pour objectifs :
 - a. De garantir la sécurité des actions mises en œuvre ;

- b. D'ordonner la reprise d'alimentation afin de prioriser les utilisateurs les plus importants ; et
 - c. De reconstituer le réseau dans les plus brefs délais.
2. Le GRT doit élaborer et tenir à jour un plan de reconstitution *a minima* tous les deux (2) ans.

Article 82. Conception du plan de reconstitution

1. Dans les trois (3) années suivant l'entrée en vigueur du présent Code, le GRT conçoit un plan de reconstitution du réseau en consultation avec les USR concernés, l'autorité de régulation, les GRT voisins et les autres GRT de la zone synchrone concernée notamment via le CIC de l'EEEOA.
2. Le GRT tient compte au minimum des éléments suivants dans la conception de son plan de reconstitution :
 - a. Le comportement et les capacités de consommation et de production ;
 - b. Les besoins spécifiques des USR de haute priorité listés en vertu du paragraphe 4 ci-dessous ; et
 - c. Les caractéristiques de son réseau et des réseaux sous-jacents des GRD.
3. Le plan de reconstitution contient au minimum les éléments suivants :
 - a. Les conditions d'activation du plan de reconstitution, telles que prévues à l'Article 84 ; et
 - b. Les instructions du plan de reconstitution émises par le GRT ;
4. En particulier, le plan de reconstitution du réseau contient les éléments suivants :
 - a. Une liste des mesures devant être mises en œuvre par le GRT sur ses installations ;
 - b. Une liste des mesures devant être mises en œuvre par les GRD et une liste des GRD responsables de la mise en œuvre de ces mesures sur leurs installations ;
 - c. Une liste des USR responsables de la mise en œuvre sur leurs installations des mesures résultant du plan de reconstitution ;
 - d. La liste des USR de haute priorité et les modalités et conditions pour leur déconnexion et remise sous tension ;
 - e. Une liste des postes électriques essentiels pour les procédures de reconstitution prévues ;
 - f. Une liste des sources d'alimentation capables de démarrer en autonome (black-start) dans la zone de contrôle du GRT ; et
 - g. Les échéances de mise en œuvre de chaque mesure listée.

5. Le plan de reconstitution du réseau contient au minimum, pour la zone synchrone, une procédure de remise sous tension, conformément à l'Article 86;
6. Le plan de reconstitution doit contenir une procédure de resynchronisation, conformément à l'Article 90.
7. Les mesures comprises dans le plan de reconstitution du réseau sont conformes aux principes suivants :
 - a. Leur impact sur les utilisateurs du réseau est minimal ;
 - b. Elles sont efficaces sur le plan économique ;
 - c. Seules les mesures nécessaires sont activées ; et
 - d. Elles n'entraînent pas l'état d'urgence sur les réseaux de transport interconnectés.
8. Le plan de reconstitution du réseau comporte *a minima* les étapes suivantes :
 - a. Détermination de l'état du système
 - b. Préparation des unités de production d'électricité
 - c. Préparation du réseau
 - d. Remise sous tension progressive du réseau par un réseau sous tension ou par des unités de production d'électricité capables de démarrer en autonome (*black-start*)
 - e. Reprise de charge progressive

Article 83. Mise en place du plan de reconstitution

1. A la suite de la conception du plan de reconstitution conformément à l'Article 82, le GRT met en œuvre les mesures de son plan de reconstitution concernant le réseau de transport. Il maintient par la suite les mesures mises en œuvre.
2. Le GRT notifie directement aux USR raccordés au RPT les mesures devant être mises en œuvre sur leurs installations et les échéances associées.
3. Lorsqu'un GRT adresse une notification à un GRD, conformément au paragraphe 2, le GRD notifie à son tour et sans tarder aux USR, et aux GRD connectés à son réseau de distribution les mesures du plan de reconstitution qu'ils doivent mettre en œuvre sur leurs installations respectives, ainsi que les échéances de mise en œuvre, en vertu de l'Article 82, paragraphe 4, point g.
4. Chaque USR ayant reçu une notification :
 - a. Met en œuvre les mesures notifiées dans un délai de 12 mois à compter de la date de la notification ;
 - b. Confirme la mise en œuvre des mesures à l'opérateur du réseau ayant émis la notification, qui, lorsqu'il est distinct du GRT, adresse une notification au GRT ; et
 - c. Maintient les mesures ayant été mises en œuvre sur ses installations.

Article 84. Activation du plan de reconstitution

1. Le GRT active les procédures de son plan de reconstitution en coordination avec les USR identifiés en vertu de l'Article 82, paragraphe 4, dans les cas suivants :
 - a. Lorsque le réseau est en état d'urgence, conformément aux critères de l'Article 5 paragraphe 3 ; ou
 - b. Après stabilisation du réseau à la suite de l'activation des mesures du plan de défense du réseau.
2. Chaque USR identifié en vertu de l'Article 82, paragraphe 4, exécute sans délai indu les instructions du Plan de reconstitution données par le GRT, en vertu de l'Article 82, paragraphe 3, point b, conformément aux procédures du Plan de reconstitution.

Article 85. Unités de production capables de démarrer en autonome (*black-start*)

1. Les nouvelles unités de production de type C, et les unités de production aptes au démarrage en autonome identifiés lors de l'état des lieux prévu dans le Code de raccordement du Burkina Faso conformément à son Article 5, paragraphe 2 sont capables de démarrer en autonome (*black-start*).
2. Le GRT s'assure en permanence de disposer d'unités de production aptes au démarrage en autonome (*black-start*) conformément à ses besoins. Il maintient à jour en temps réel la liste de toutes les unités de production disponibles aptes au démarrage en autonome (*black-start*).
3. Lors d'un état d'urgence de l'Article 5 paragraphe 3 du présent Code, le GRT peut solliciter les unités de production capables de démarrer en autonome (*black-start*) pour remettre sous tension tout ou partie du réseau conformément à son Plan de reconstitution.

CHAPITRE 4. REMISE SOUS TENSION

Article 86. Procédure de remise sous tension

1. La procédure de remise sous tension du plan de reconstitution contient un ensemble de mesures permettant au GRT d'appliquer :
 - a. Une stratégie descendante de remise sous tension ; et
 - b. Une stratégie ascendante de remise sous tension.

2. En ce qui concerne la stratégie ascendante de remise sous tension, la procédure contient au minimum des mesures :
 - a. De gestion des écarts de tension et de fréquence dus à la remise sous tension ;
 - b. De surveillance et de gestion du fonctionnement en réseau séparé ; et
 - c. De resynchronisation des zones fonctionnant en réseau séparé, telles que décrites dans le CHAPITRE 5 du TITRE 8.

Article 87. Activation de la procédure de remise sous tension

1. Lors de l'activation de la procédure de remise sous tension, le GRT met en place la stratégie devant être appliquée en tenant compte :
 - a. De la disponibilité des sources d'électricité ayant une capacité de remise sous tension dans sa zone de contrôle ;
 - b. De la durée et des risques attendus des stratégies de remise sous tension possibles ;
 - c. Des conditions des réseaux électriques ;
 - d. Des conditions des réseaux directement raccordés, y compris *a minima* l'état des interconnexions transfrontalières ;
 - e. Des USR de haute priorité listés en vertu de l'Article 82, paragraphe 4 ; et
 - f. De la possibilité d'associer les stratégies descendantes et ascendantes de remise sous tension.
2. Lors de la mise en œuvre d'une stratégie descendante de remise sous tension, le GRT gère l'adéquation de la consommation et de la production afin de réguler la fréquence vers la fréquence nominale avec une tolérance maximale correspondant à l'écart maximal de la fréquence en régime permanent.
3. Lors de la mise en œuvre d'une stratégie ascendante de remise sous tension, le GRT gère l'adéquation de la consommation et de la production afin de régler la fréquence vers la fréquence cible fixée conformément à l'Article 88, paragraphe 3, point c.
4. Pendant la remise sous tension, le GRT, après consultation avec les GRD, fixe et notifie la quantité de charge nette à reconnecter sur les réseaux de distribution. Le GRD reconnecte la quantité notifiée de charge nette, dans le respect de la reprise de la charge par blocs de puissance et en tenant compte de la reconnexion automatique de la charge et de la production sur son réseau.
5. Le GRT informe ses GRT voisins de sa capacité à supporter une stratégie descendante de remise sous tension.
6. Pour activer une stratégie descendante de remise sous tension, le GRT demande à ses GRT voisins de soutenir la remise sous tension.

Article 88. Procédure de gestion de la fréquence

1. La procédure de gestion de la fréquence du plan de reconstitution contient un ensemble de mesures visant à rétablir la fréquence du réseau à la fréquence nominale du réseau.
2. Le GRT active sa procédure de gestion de la fréquence :
 - a. En préparation de la procédure de resynchronisation, lorsqu'une zone synchrone est divisée en plusieurs régions synchronisées ;
 - b. En cas d'écart de fréquence dans la zone synchrone ; ou
 - c. En cas de remise sous tension.
3. La procédure de gestion de la fréquence contient au minimum :
 - a. Une liste des actions de paramétrage de la zone synchrone avant la désignation du pilote de la fréquence ;
 - b. La désignation du pilote de la fréquence ;
 - c. L'établissement d'une fréquence cible en cas de stratégie ascendante de remise sous tension ;
 - d. La gestion de la fréquence après un écart de fréquence ; et
 - e. La gestion de la fréquence après une séparation de zone synchrone.
 - f. La détermination du volume de consommation et de production à reconnecter, compte tenu des réserves de puissance active disponibles dans la région synchronisée, afin de se prémunir de grands écarts de fréquence.

Article 89. Pilote de la fréquence

1. Pendant la reconstitution du réseau, lorsqu'une zone synchrone est divisée en plusieurs régions synchronisées, le GRT désigne un pilote de la fréquence pour chaque région synchronisée, conformément au paragraphe 2.
2. L'unité de production ayant la plus forte puissance mais aussi et surtout le plus de marge à la hausse ou à la baisse en fonction du besoin, est désigné comme pilote de la fréquence, sauf si le GRT de la région synchronisée ou de la zone synchrone désignent en coordination avec le CIC de l'EEEOA un GRT voisin comme pilote de la fréquence. Dans ce cas, le GRT tient compte des critères suivants :
 - a. La quantité des réserves de puissance active disponibles ;
 - b. Les capacités disponibles sur les interconnexions transfrontalières ;
 - c. La disponibilité de mesures de la fréquence dans la région synchronisée.

CHAPITRE 5. RESYNCHRONISATION

Article 90. Procédure de resynchronisation

La procédure de resynchronisation contient au minimum :

- a. La désignation d'un responsable de la resynchronisation ;
- b. Les mesures permettant au GRT d'appliquer une stratégie de resynchronisation ; et
- c. Les limites maximales d'écart angulaire, de fréquence et de tension pour les lignes de connexion.

Article 91. Stratégie de resynchronisation

1. Avant la resynchronisation, le responsable de la resynchronisation :
 - a. Fixe, conformément aux limites maximales visées à l'Article 90 ;
 - i. La valeur cible de la fréquence aux fins de la resynchronisation ;
 - ii. La différence de fréquence maximale entre deux régions synchronisées ;
 - iii. L'échange maximal de puissance active et réactive ; et
 - iv. Le mode d'exploitation à appliquer au 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 ou entre une région synchronisée et le réseau d'un GRT voisin au point de resynchronisation ; et
 - d. En cas de besoin, établit et prépare un ensemble d'actions à mener par la suite pour établir des connexions supplémentaires entre les régions synchronisées ;
2. Lorsque l'ensemble des conditions établies conformément au paragraphe 1, point a, sont réunies, le responsable de la resynchronisation exécute la resynchronisation en activant les mesures établies conformément au paragraphe 1, points c et d.
3. Lorsque les conditions d'exploitation ne permettent pas de réaliser la resynchronisation, le GRT peut décider de patienter ou mettre hors tension le réseau isolé dans l'optique de le réalimenter via le réseau général.

CHAPITRE 6. ECHANGES D'INFORMATION ET COMMUNICATION, OUTILS ET INSTALLATIONS

Article 92. Echange d'informations

1. Outre les dispositions des articles du TITRE 5, le GRT en état d'urgence est habilité à recueillir les informations suivantes :
 - a. Après des GRD identifiés conformément à l'Article 82, paragraphe 4, les informations nécessaires concernant, au minimum :
 - i. La portion de leur réseau qui fonctionne en réseau séparé ;
 - ii. La capacité à synchroniser des parties du réseau qui fonctionnent en réseau séparé ; et
 - iii. La capacité à lancer un fonctionnement en réseau séparé ;
 - b. Après des USR, conformément à l'Article 82, paragraphe 4, des informations concernant au minimum les conditions suivantes :
 - i. L'état actuel de l'installation ;
 - ii. Les limites d'exploitation ;
 - iii. La durée totale d'activation et le temps nécessaire à l'augmentation de la production ; et
 - iv. Les processus pour lesquels le facteur temps est critique.
2. Dans les états d'urgence, le GRT fournit en temps utile les informations suivantes dont il dispose aux fins des procédures du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution :
 - a. Au pilote de la fréquence, des informations concernant au minimum :
 - i. Les restrictions pour le maintien d'un fonctionnement en réseau séparé ;
 - ii. La consommation et la production supplémentaires disponibles ; et
 - iii. La disponibilité de réserves d'exploitation ;
 - b. Aux GRD raccordés au réseau de transport identifiés conformément à l'Article 72, et à l'Article 82, paragraphe 4, des informations concernant au minimum :
 - i. L'état de son réseau de transport ;
 - ii. Les limites de la puissance active et réactive, de la reprise de la charge par blocs de puissance et la position des disjoncteurs aux points de raccordement ;

- iii. Les informations sur l'état actuel et anticipé des unités de production d'électricité raccordées au GRD, si elles ne sont pas directement disponibles pour le GRD ; et
 - iv. Toutes les informations nécessaires en vue d'une coordination ultérieure avec les parties raccordées au réseau de distribution ;
 - c. Aux USR identifiés en vertu de l'Article 82, paragraphe 4, des informations concernant, au minimum :
 - i. L'état de son réseau de transport ;
 - ii. La capacité à remettre leurs installations sous tension ; et
 - iii. Les mesures programmées nécessitant leur participation.
- 3. Un GRT en état d'urgence fournit en temps voulu les informations sur l'état de son réseau de transport et, le cas échéant, des informations complémentaires expliquant la situation du réseau de transport à l'autorité de régulation.