



RAPPORT

CONFIDENTIEL

APPROUVÉ

VERSION 1.0

CODE DU RESEAU D'INTERCONNEXION POUR LE MARCHE PANARABE DE L'ELECTRICITE CODE D'EXPLOITATION

Numéro de subvention du Fonds arabe 06/2018

La reproduction partielle de ce document n'est admise que sur autorisation écrite du Fonds arabe ou de la Ligue des États arabes.

Nb de pages 80 **Nb de pages annexées** 3

Date d'émission 22 mai 2020

Préparé par Carlo Sabelli

Vérifié par Daniele Canever

Approuvé par Bruno Cova

Table des matières

OC 1	PRINCIPES D'EXPLOITATION DES SYSTEMES ELECTRIQUES INTERCONNECTES.....	4
OC 1.1	Objet et but	4
OC 1.2	Responsabilité.....	4
OC 1.3	Solidarité, soutien réciproque, confiance mutuelle et coopération	5
OC 1.4	Exigences.....	5
OC 1.5	Relations avec les entités centrales régionales	6
OC 1.6	Politiques sur la sécurité d'exploitation (SoO)	6
OC 1.7	Questions de contrôle régies par ce Code	9
OC 1.8	Organisation et ressources	9
OC 2	PLANIFICATION DE L'EXPLOITATION.....	11
OC 2.1	Exigences générales.....	11
OC 2.2	Prévision de la charge.....	12
OC 2.3	Plan de maintenance	13
OC 2.4	Coordination des indisponibilités (exigences de maintenance).....	15
OC 2.5	Plan d'indisponibilité	16
OC 2.6	Calcul de la NTC	18
OC 2.7	Évaluations de l'adéquation.....	19
OC 2.8	Évaluation des marges de réserve	21
OC 2.9	<i>Gestion</i> des crises de pénurie	23
OC 2.10	Perspectives saisonnières	25
OC 3	SURVEILLANCE ET CONTROLE EN TEMPS REEL.....	27
OC 3.1	Outils standard de surveillance et de réglage	27
OC 3.2	Activité de la salle de contrôle dans les Centre de contrôle nationaux.....	31
OC 3.3	Sécurité d'exploitation	32
OC 3.4	Gestion des réserves opérationnelles et du réglage Fréquence-Puissance	38
OC 3.5	Réglage de tension et puissance réactive aux frontières	42
OC 3.6	Zones synchrones	43
OC 4	PROTECTION DU RESEAU ET PLANS DE DEFENSE	44
OC 4.2	Protection contre les incidents	44
OC 4.3	Coordination du Plan de défense.....	45
OC 4.4	Plans de reconstitution	51
OC 5	URGENCE ET RECONSTITUTION	53
OC 5.1	Signalement des urgences.....	53
OC 5.2	Coopération en cas d'urgence pour sauvegarder le système.....	54
OC 5.3	Coopération lors de la reconstitution pour récupérer la fonctionnalité du système	54

OC 6	ÉCHANGE DE DONNEES, DE DOCUMENTS ET D'INFORMATIONS	56
OC 6.2	Rapport d'exploitation annuel	56
OC 6.3	Données pour l'analyse des erreurs	57
OC 6.4	Données pour les statistiques.....	57
OC 6.5	Documentation.....	57
OC 7	TESTS ET SUIVI DES PERFORMANCES.....	59
OC 8	FORMATION ET CERTIFICATION	60
OC 8.2	Formation initiale	60
OC 8.3	Formation continue	61
OC 8.4	Formateurs/Formatrices	61
OC 8.5	Certification	62
OC 9	CYBER-SECURITE.....	63
OC 10	RECOMMANDATION SUR LA SECURITE	64
OC 11	EXIGENCES RELATIVES A LA SYNCHRONISATION DES SYSTEMES ELECTRIQUES..	66
OC 11.2	Harmonisation des procédures opérationnelles	67
OC 11.3	Réglage Fréquence-Puissance.....	68
OC 11.4	Réglage de la tension et de la puissance réactive	70
OC 11.5	Plan de défense interconnecté	70
OC 11.6	Systèmes de protection.....	74
OC 11.7	Processus de synchronisation.....	75
OC 11.8	Période d'essai	76
OC 12	ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.....	77
OC 12.1	Fréquence et Réglage Fréquence-Puissance	77
OC 12.2	Sous délestage de fréquence.....	79

OC 1 PRINCIPES D'EXPLOITATION DES SYSTEMES ELECTRIQUES INTERCONNECTES

J¹. Même si chacun des GRT a une parfaite connaissance des techniques d'Exploitation, l'Exploitation de systèmes interconnectés requiert l'adoption de principes clés à considérer comme une référence commune. Ce chapitre vise avant tout à éviter les malentendus sur la portée et les responsabilités couvertes par le présent code. L'objectif de ce chapitre est de fixer une harmonisation minimum mais réelle des règles, des outils et des niveaux techniques.

OC 1.1 Objet et but

OC 1.1.1 L'objet de ce code est l'interconnexion internationale dans la région panarabe. Son but est l'exploitation fonctionnelle des systèmes électriques en relation avec les interconnexions internationales. L'exploitation fonctionnelle (ci-après dénommée « exploitation » dans ce code) est liée au contrôle des flux d'énergie, à la régulation de la fréquence et de la tension, et à toute autre activité de dispatching en temps réel et à la planification de l'exploitation. L'opération physique ne fait pas partie de ce code. L'opération physique reste une responsabilité liée à la propriété des actifs et concerne les procédures de maintenance, la sécurité, la commutation et les relations avec le territoire.

OC 1.1.2 L'exploitation des lignes d'interconnexion et des réseaux de transport pertinents affectant la TTC transfrontalière font partie de ce code et des Codes de réseau nationaux. Les questions internes des GRT qui n'affectent pas l'interconnexion internationale, sont régies exclusivement par les Codes de réseau nationaux.

OC 1.1.3 Les aspects des Codes réseau nationaux affectant une interconnexion internationale doivent être harmonisés par les GRT concernés.

OC 1.2 Responsabilité

OC 1.2.1 Les GRT sont responsables de la SoS, de la SoO, et de l'économie d'exploitation des systèmes électriques relevant de leurs compétences dans toutes les phases de l'exploitation et dans toutes les conditions d'exploitation du système électrique. Leurs responsabilités se matérialisent concrètement dans les décisions qu'ils prennent dans les dernières phases du processus de planification de l'exploitation et en temps réel.

OC 1.2.2 Les GRT sont responsables des effets de l'exploitation de leurs propres systèmes vis-à-vis d'autres GRT dans la mesure où l'équilibrage et le réseau pertinent (RP)

¹ J : Justification

sont impliqués, le **réseau de transport** étant la portion du **réseau des GRT** dont le comportement affecte le plus la sécurité des **réseaux** voisins.

OC 1.3 Solidarité, soutien réciproque, confiance mutuelle et coopération

J. La coopération dans un cadre interconnecté peut être réalisée selon différentes attitudes et mentalités. Ce code exige que les **États membres** exploitent leurs **systèmes électriques** dans un esprit de coopération, d'équité et de solidarité, tout en se montrant prêts à mener les activités requises.

OC 1.3.1 Les **GRT** doivent **exploiter** leurs **réseaux de transport** pour tirer parti des avantages techniques de l'**exploitation** interconnectée, conformément à la **norme de sécurité d'exploitation (OSS)**, telle que spécifié au OC 3.3.2 de ce **code**, et pour créer les meilleures conditions d'échanges d'énergie transfrontaliers conformément à l'**Accord général**. Pour cela, chaque **GRT** doit :

- a) Utiliser toutes les ressources internes pour éviter la propagation de tout aléa survenu dans son propre **système électrique** au reste des **États membres interconnectés**.
- b) Ramener les **transferts d'énergie réels** transfrontaliers dès que possible, mais pas plus tard qu'au moment prévu dans ce cas précis, aux valeurs prévues pour les **transferts d'énergie programmés** dans des conditions normales - lorsque des déséquilibres se produisent dans un **système électrique** - et dans des conditions d'**état d'urgence** - conformément aux procédures convenues.
- c) Conserver autant que possible les **interconnexions internationales** intactes dans toutes les **conditions d'exploitation** du **réseau de transport** interconnecté.
- d) Convenir avec les **GRT** voisins des procédures spéciales pour régler et ouvrir, le cas échéant, des **interconnexions internationales**, à la fois dans des **états normaux** que d'**urgence**, conformément à la politique de déclenchement défini dans ce **code**.

OC 1.4 Exigences

OC 1.4.1 Malgré les avantages techniques et économiques qu'apportent les **interconnexions internationales** au **système électrique du PAEM**, les **États membres** devront déployer leurs **meilleurs efforts** pour atteindre les plus hauts niveaux d'interopérabilité et un rang comparable en matière de qualité

technique, principalement dans le contrôle de leurs **systèmes électriques**, dans l'organisation, les compétences et les outils adoptés.

OC 1.5 Relations avec les entités centrales régionales

OC 1.5.1 Dans une **région** ou une **zone synchrone**, une entité centrale avec le rôle d'**entité de coordination régionale (RCE)**, définie comme **GRT régional/facilitateur de marché** dans le **GA** à la Section 3.6, peut être établie. Dans ce cas, le **GRT** continue d'être responsable de l'**exploitation** vis-à-vis des autres **GRT** en dehors de la **région**, sans préjudice de l'article 3.6.2 du **GA**.

OC 1.5.2 Conformément aux articles 3.6 et 3.8 du **GA**, les responsabilités en matière d'**interconnexion internationale** envers les **GRT** appartenant à la même **région** et partageant la même **RCE**, sont régies par les règlements de la **RCE**. Dans de telles conditions, les **GRT** doivent faire connaître par écrit, au reste des **GRT**, les règles régissant la **RCE** et les portions d'exploitation effectuées par la **RCE** au nom des **GRT**.

OC 1.6 Politiques sur la sécurité d'exploitation (SoO)

OC 1.6.1 *Concepts généraux*

OC 1.6.2 La **Sécurité d'exploitation (SoO)** est la condition préalable pour garantir un développement sans faille du **PAEM** et la qualité de l'approvisionnement nécessaire à la prospérité de toute la **région** panarabe. Les **GRT** doivent garantir la **SoO** selon les normes conformes aux **politiques de sécurité** communément acceptées dans ce **code**.

OC 1.6.3 La **SoO** est indépendante des régimes de marché adoptés. Les normes de sécurité dépendent des caractéristiques physiques des actifs et de la capacité des **GRT** à contrôler leurs **systèmes électriques**. Les objectifs du marché n'inciteront jamais les **GRT** à enfreindre les règles de **SoO**.

OC 1.6.4 Les **GRT** n'utiliseront jamais les règles de la **SoO** pour favoriser un participant au **PAEM**. Les **GRT** membres d'une **RCE** peuvent adapter l'application des règles **SoO** de ce **code** aux particularités de leur **régions**, s'il s'agit de **zones synchrones** isolées. Ces particularités comprennent le degré de développement de l'**interconnexion internationale**, la criticité des services électriques et la phase de développement dans laquelle la **région** se situe dans une période donnée.

Les conditions et les adaptations des règles de sécurité doivent être portées à la connaissance des **GRT**.

OC 1.6.5 Les procédures d'**évaluation de sécurité** doivent être convenues au niveau de la **zone synchrone** ou au niveau **régional**. Selon la norme :

- a) L'analyse des flux de charge en régime permanent doit être adéquate pour les applications quotidiennes et systématiques.
- b) Les études sur l'**analyse de sécurité dynamique (DSA)** sont recommandées et confirmées au niveau **régional**, tout du moins pour les vérifications périodiques. La **DSA** est recommandée dans les situations où les **systèmes électriques** sont extrêmement déchargés et dans les cas où les sources sont loins de la charge. La **DSA** doit inclure l'angle, la fréquence, la stabilité de la tension conformément aux dernières **bonnes pratiques d'utilisation** et normes² et à l'analyse **PMU**.
- c) Des études de court-circuit sont préconisées au moins une fois par an ou, dans des cas particuliers, lors des activités de réglage de la protection.

OC 1.6.6 **Conformité progressive**

OC 1.6.6.1 Les **GRT** non entièrement en conformité avec les exigences de ce **code**, devront auto-certifier leurs manquements. Ils devront préparer un plan d'action visant à assurer le plein respect du présent **code**, fournir leur programme et définir des actions pour combler le fossé entre la situation actuelle et l'état de pleine conformité. Le plan d'action précisera les temps nécessaires à la mise en interface des **Codes de réseau nationaux** avec ce code et/ou l'adaptation des procédures et des outils.

OC 1.6.6.2 Par conséquent, et dans l'esprit d'une croissance harmonieuse de l'interopérabilité, les **GRT** accepteront un règlement de **gestion continue de la conformité (CMP)** pour auditer les **GRT** et évaluer :

- a) le degré de conformité atteint par la mise en œuvre progressive du plan d'action ; et,
- b) l'implémentation de **politiques de sécurité** de ce **code**.

OC 1.6.6.3 Seul le personnel des **GRT** non voisins de compétence avérée seront admis aux activités d'audit

OC 1.6.6.4 Si les réglementations nationales sont, directement ou indirectement, l'obstacle à une conformité totale sur un sujet donné, le temps nécessaire pour

² IEEE/Cigré JTF 2003

résoudre la non-conformité doit prendre en considération le temps nécessaire pour harmoniser ce **code** et le **Code de réseau national**.

OC 1.6.6.5 Conformément au paragraphe 3.3.1.3 du **GA**, l'**ARC panarabe**, soutenu dans le cadre des aspects techniques et les activités d'audit par le **Comité des GRT arabes**, sont habilités à effectuer les évaluations de conformité des **GRT** avec ce **code**.

OC 1.6.7 *Politique de déclenchement de la ligne d'interconnexion*

OC 1.6.7.1 Les liens d'**interconnexion internationale** resteront fermés autant que possible. À cet effet :

a) La déconnexion volontaire d'une ligne d'interconnexion, même temporaire, ne peut être mise en œuvre par les **GRT** sans consulter les **GRT** voisins en raison des effets sur le reste du **système électrique du PAEM** interconnecté.

b) La déconnexion volontaire (manuelle ou automatique) des lignes d'interconnexion est autorisée pour la maintenance et lorsque le principe de ne pas répandre un aléa prévaut sur le principe de maintenir l'**interconnexion internationale** intacte. Dans ce cas, le déclenchement de la ligne doit être le dernier recours pour éviter des pannes généralisées ou la nécessité de passer à des niveaux supérieurs.

OC 1.6.7.2 Une ligne d'interconnexion peut être ouverte :

- a) par des protection défaillantes ;
- b) pour la maintenance ;
- c) pour la sécurité et les problèmes environnementaux urgents ;
- d) en cas d'incendie, feux de brousse ;
- e) pour réaliser l'îlotage dans le cadre des **Plans de défense**.

OC 1.6.7.3 Les conditions pour permettre le déclenchement des lignes d'interconnexion sont les suivantes :

- a) que tous les cas soient convenus et communiqués avant d'actionner les disjoncteurs ;
- b) que le **GRT** voisin soit averti de manière traçable avant d'actionner les déconnexions manuelles ;
- c) que, s'ils sont automatiques, les paramètres et les logiques aient été préalablement convenus.

OC 1.7 Questions de contrôle régies par ce Code

OC 1.7.1 Pour assurer la fiabilité de l'**exploitation** interconnectée avec un impact minimum sur les **codes de réseau nationaux**, l'application de ce **Code** concerne les points suivants :

- a) Les règles relatives aux thèmes affectant le **LFC** dans une **zone synchrone** s'appliquent à la **zone synchrone** complètement interconnectée, quel que soit le niveau de tension.
- b) Les règles concernant le contrôle de la charge de puissance aux frontières s'appliquent au **réseau pertinent**.

OC 1.7.2 L'extension du **réseau pertinent** sera convenue entre les **GRT** voisins. La sélection est basée sur l'influence qu'elle a sur la sécurité et sur les congestions transfrontalières. Les aspects suivants s'appliquent au **réseau pertinent** :

- a) Les **Plans d'indisponibilité** ;
- b) La **Liste des aléas** ;
- c) Les calculs **ATC/NTC** ;
- d) Les normes **SoO** ;
- e) Le **WAPS**.

OC 1.8 Organisation et ressources

J. Comme prévu dans le **GA**, l'esquisse d'une structure organisationnelle est cruciale pour concrétiser l'application du **code**. Ce qui suit est une proposition, sans préjudice des comités établis au niveau du **GA**.

OC 1.8.1 Conformément au Paragraphe 3.4.2.2 du **GA**, et aux décisions du **Comité des GRT arabes**, il est recommandé de diviser l'activité en trois volets. Dans les Chapitres suivants, ces sections sont désignées de manière générique comme **groupes de travail** par pur souci de clarté.

- a) Le **WG1-Groupe de travail sur la planification des indisponibilités** est chargé de la coordination de la **planification de l'exploitation**. Le **WG1**, dans l'exécution de sa mission, peut organiser ses activités en **régions** ou **zones synchrones**.
- b) Le **WG2-Groupe de travail du Comité sur l'exploitation** est chargé du contrôle en temps réel et des questions connexes. Le champ d'application du **WG2** devrait inclure les activités de la salle de contrôle, la formation des opérateurs physiques, l'**AGC**, les paramètres de protection, le **WAMS**, le **WAPS** et les procédures d'exploitation.

- c) Le **WG3-Groupe de travail du Comité ICT** est chargé des questions ICT et de la cybersécurité des **SCADA** et du **WAN** commun pour l'échange de données en temps réel.

OC 1.8.2 Les **groupes de travail** mentionnés ci-dessus ne sont pas soumis à des tâches d'exploitation.



OC 2 PLANIFICATION DE L'EXPLOITATION

J. Pour les besoins du marché, la prévision de la **NTC** à travers les frontières est aussi importante que la prévision de la **consommation** pour les **GRT**. L'évaluation de la **NTC** dépend des **Plans de maintenance des réseau de transport** et du **parc de production**. L'interrelation complexe entre ces facteurs nécessite une coordination et une optimisation.

OC 2.1 Exigences générales

- OC 2.1.1 Les **États membres** accorderont la plus grande attention aux activités de prévision et de **planification de l'exploitation** pour faire face à la forte volatilité des grands volumes d'énergies échangées par l'**exploitation du PAEM**, et pour prévenir et gérer les périodes de pénurie. Pour cela, des simulations et un échange intense d'**informations** fiables sont également nécessaires.
- OC 2.1.2 Sur la base des prévisions, les **États membres** sont responsables de la couverture de la **charge** et de la quantité des **services système** nécessaires. **Les services système** Les service système incluent au moins les **réserves**, régulation de fréquence et de tension, ou encore la gestion des congestions. Cela implique que les processus de prévision doivent tenir compte non seulement de la couverture de la **charge** mais également de l'engagement des **unités de production** nécessaires en parallèle pour garantir les **services système**.
- OC 2.1.3 Un **processus de coordination de la planification (OPP)** doit être adopté par tous les **GRT** et comprendre deux parties de base :
- Le processus interne à chaque **GRT**, dont le partage n'est pas demandé.
 - La coordination de l'**exploitation** avec tous les **GRT** de la même **région** interconnectée, laquelle a un impact sur l'**interconnexion internationale** conformément à ce **code**.
- OC 2.1.4 L'**OPP** guide les **GRT** quant à émettre et partager, en ce qui concerne l'**interconnexion internationale**, les éléments suivants :
- La prévision de la **charge**.
 - Le **Plan de maintenance** et la **coordination des indisponibilités des ouvrages du réseau pertinent**.
 - Le **Plan de maintenance** et la **coordination des indisponibilités des installations de production d'électricité** uniquement à des fins d'**adéquation** nécessaire aux **GRT** conformément à la section 2.5 du **GA**.
 - La **prévision d'adéquation du système** c'est-à-dire la prévision de la capacité de chaque zone de contrôle à couvrir sa **consommation**, y compris les exigences en termes de **réserve** et les **transferts d'énergie** transfrontaliers convenus pour l'ensemble de la **zone synchrone**, compte

tenu des **transferts d'énergie** transfrontaliers, dans les limites exprimées dans ce chapitre.

- e) Les mesures à prendre pour faire face à d'éventuels aléas et déplacements dans le **réseau pertinent**.
- f) Le calcul de la **NTC**.

OC 2.1.5 Certaines lignes directrices sur les processus internes sont également données dans ce **code** dans le seul but de rendre les résultats des différents **GRT** homogènes et comparables.

OC 2.2 Prévion de la charge

OC 2.2.1 La **prévion de la charge** est la principale donnée de l'OPP. Tous les **GRT** partageront les **prévions de la charge** pour leur propre **zone de réglage** avec les autres **GRT** de la même **zone de réglage** ou **région** selon les principes d'échange de données.

La **charge** doit être prévue dans des horizons temporels quotidiens, hebdomadaires et plus longs.

La **prévion de la charge** doit inclure des valeurs en énergie et en puissance, en heures maxima et minima.

La **prévion de la charge** quotidienne doit être au moins fournie selon un détail horaire (24 valeurs énergétiques moyennes).

OC 2.2.2 Les **GRT** devraient effectuer la prévion de divers types de **consommation** pour leur propre **zone de réglage** :

- a) La **consommation** physique, pertes comprises, c'est-à-dire la **consommation** à couvrir par la somme de toute la puissance active fournie par les **installations de production d'électricité** installées dans la **zone de réglage des GRT** plus les **transferts d'énergie** transfrontaliers.
- b) La **charge** couverte par la **production** de puissance conventionnelle et celle couverte par la **production** de puissance embarquée.
- c) La **charge** couverte par le marché, c'est-à-dire celle couverte par le marché du jour pour le lendemain.

- OC 2.2.3 Les prévisions sont basées sur des séries de données historiques. Ainsi, le **GRT** acquerra les données de **charge** de puissance depuis **SCADA** et les stockera dans les bases de données d'**exploitation** selon le type de **charge** à calculer.
- OC 2.2.4 Les mesures acquises par **SCADA** peuvent être complétées par celles acquises par l'**équipement de comptage**, en particulier concernant les provision de **production** embarquée et les valeurs réelles.
- OC 2.2.5 La **production** de puissance embarquée basée sur les **EnR** peut être calculée en adoptant des méthodes de corrélation.
- OC 2.2.6 La **prévision de la charge** physique doit être disponible au niveau de la **zone d'appel d'offres** et désagrégée au niveau des nœuds pour permettre des simulations de flux de charge pour les évaluations de sécurité, lorsque cela est requis par le marché convenu ou les simulations de sécurité au niveau de la **zone synchrone**.

- OC 2.2.7 Dans l'exercice des fonctions liées à la sécurité, les **GRT** peuvent dimensionner les **services système** sur la base de leurs propres **prévisions de la charge** indépendantes, mais ne doivent jamais surestimer volontairement la demande pour compenser une demande mineure de **services système** ou augmenter les niveaux de sécurité au-delà de la nécessité.

OC 2.3 Plan de maintenance

- OC 2.3.1 Tous les **GRT** garantiront la plus grande disponibilité des ouvrages du réseau pertinent en appliquant également les **bonnes pratiques d'utilisation** et en préservant au mieux leurs actifs.
- OC 2.3.2 À cet effet, chaque **GRT** élaborera son propre **Plan de maintenance**, c'est-à-dire le programme coordonné des travaux de maintenance mis en place pour atteindre les niveaux de disponibilité qui conviennent. Pour éviter les malentendus, l'activité de maintenance reste sous l'entière responsabilité des **GRT** qui ne sont pas obligés de la divulguer en détail.

Le **Plan de maintenance** doit être programmé au sein d'un **Plan d'indisponibilité** coordonné tenant compte de tous les besoins de l'**interconnexion internationale** (ex : la couverture de la consommation, les échanges).

OC 2.3.3 *Directives de gestion de la maintenance*

OC 2.3.3.1 Chaque **GRT** doit planifier les travaux d'entretien sur le **réseau pertinent** selon les priorités suivantes dans la mesure du possible :

- a) Concentrer, dans la mesure du possible, l'activité de maintenance sur des périodes où les **transferts d'énergie** sont statistiquement les plus faibles.
- b) Poursuivre l'objectif de maximisation des **NTC/ATC** transfrontaliers.
- c) Minimiser le temps d'arrêt des **ouvrages du réseau de transport**.
- d) Éviter de provoquer plus d'une fois la même indisponibilité ou la même réduction de capacité pour des travaux pouvant être réalisés en parallèle au même moment.
- e) Éviter de provoquer des coupures programmées aux frontières pendant les périodes où un ou plusieurs des **États membres interconnectés** sont en régime de sous-capacité et demander un soutien au **GRT des États membres interconnectés**.

OC 2.3.4 *Types de maintenance*

OC 2.3.4.1 Dans le cadre de ce **code**, la maintenance comprend deux catégories, à savoir la **maintenance planifiée préventive** et la **maintenance corrective**³.

OC 2.3.4.2 La **maintenance corrective** peut à son tour être classée comme :

- a) *Différable*, si l'exécution de l'activité est réalisable au moins une semaine après la détection des anomalies sans danger pour la sécurité, l'environnement ou la **sécurité d'exploitation**.
- b) *Non reportable*, si l'exécution de l'activité doit être effectuée dans la semaine, pour éviter les dangers aux personnes, aux équipements ou une situation de coupure généralisée.
- c) *Après l'avarie*, si une activité de réparation est nécessaire suite à une coupure.

³ Cf. Cigré. Brochure technique 660

OC 2.3.4.3 Les **ouvrages** du **réseau pertinent** sont soumis au processus de coordination de la **maintenance planifiée préventive**. La **maintenance corrective** est réglementée sur une base hebdomadaire.

OC 2.3.4.4 Les programmes sont soumis à la **maintenance planifiée préventive** annuelle sur les **ouvrages** de la coordination inter-GRT du **réseau pertinent** et doivent être inclus dans les programmes annuels.

OC 2.3.4.5 Sans préjudice des **Codes de réseau nationaux** respectifs, les **GRT** assument les mêmes priorités que celles du **réseau pertinent** dans l'approbation des **Plans d'indisponibilité des installations de production d'électricité**.

OC 2.4 Coordination des indisponibilités (exigences de maintenance)

J. Un haut niveau de disponibilité des réseaux est crucial pour les questions de sécurité et pour le développement du PAEM.

OC 2.4.1 Les **GRT** voisins sont tenus de garantir, avec un programme coordonné de l'activité de maintenance, la continuité des services de transport et le respect des lois nationales applicables.

OC 2.4.2 Les **GRT** doivent :

- a) Ne jamais limiter l'activité de maintenance à des services autres que l'électricité (ex : la fibre optique pour le service public des télécommunications), c'est-à-dire que la priorité au service de l'électricité doit être donnée.
- b) Adopter des méthodes de prévision et de planification efficaces basées sur la surveillance et les données historiques afin d'augmenter l'efficacité des processus de maintenance.
- c) Fournir en temps opportun les premiers secours et les réparations en cas d'indisponibilités imprévisibles.
- d) Être respectueux de la durabilité environnementale.
- e) Ne jamais divulguer d'informations susceptibles de s'avérer discriminatoires à l'égard d'un participant au **PAEM**.

OC 2.5 Plan d'indisponibilité

OC 2.5.1 *Politiques de coordination*

OC 2.5.1.1 Les **GRT** conviennent de fixer la **période de maintenance annuelle (AMP)** au niveau **régional** ou au niveau de la **zone synchrone**.

OC 2.5.1.2 Au sein du **WG1**, les **GRT** de la **région** désigneront l'un des **GRT** de la **région** ou de la **zone synchrone**, appelé **coordinateur de planification de zone (ACOP)**. L'**ACOP** peut-être une **entité de coordination régionale (RCE)**. Dans ce cas, et tant que la **région** reste isolée, la **RCE** présentera la conclusion du plan de son domaine

OC 2.5.2 *Plan annuel des indisponibilités*

OC 2.5.2.1 Chaque année, trois (3) mois avant le début de l'**AMP**, les **GRT** fourniront leurs **Plans nationaux annuels d'indisponibilité (NAUP)** à l'**ACOP** dans le seul but d'obtenir une meilleure coordination et un échange d'informations.

OC 2.5.2.2 Un **Plan d'indisponibilité** se compose du programme des **indisponibilités** – quelles que soient les raisons – des **ouvrages du réseau pertinent** et du **parc de production**. Ce programme est optimisé pour couvrir la **charge** attendue avec les besoins associés pour les **réserves** et les besoins de maintenance.

OC 2.5.2.3 Chaque **NAUP** devrait rendre compte, sous hypothèse raisonnable, de l'importation d'énergie disponible, sur une base hebdomadaire, du fait que les ressources internes couvriront la **consommation** de chaque **système d'électricité**, en garantissant la **sécurité d'approvisionnement** sans mettre en péril cette même **sécurité d'approvisionnement**.

OC 2.5.2.4 Les **NAUP** doivent inclure des programmes d'indisponibilité optimisés concernant la **flotte de production** et le **réseau pertinent** pour un nombre de jours supérieurs à celui convenu entre les **GRT** de la **zone synchrone**, mais pas plus d'une semaine. Ce programme devrait coordonner les indisponibilités du **réseau de transport** avec celles du **parc de production** afin de ne pas limiter de manière inefficace l'**adéquation** et la **capacité de transfert** transfrontalière.

OC 2.5.2.5 Le **NAUP** contient des informations exhaustives sur chaque panne affectant les **transferts d'énergie** transfrontaliers. Les informations doivent mettre en évidence au moins l'identification des **ouvrages du système électrique**, la

nature de l'indisponibilité, sa durée, la quantité de MW concernés et la réduction estimée de la **NTC/ATC**.

- OC 2.5.2.6 Les informations sur la **production** doivent être présentées sous forme agrégée, à moins que les **Codes de réseau nationaux** n'autorisent un niveau de détail plus élevé et qu'il n'y ait un accord au niveau **régional** en cas de référence à des tiers. En aucun cas, la confidentialité ne peut être violée.
- OC 2.5.2.7 L'**ACOP** et les représentants de chaque **GRT** de la région collectent et traitent les **NAUP** - fusionnés dans leur ensemble - avec un double objectif :
- a) Faciliter la coopération entre les **GRT** pour synchroniser les différentes interventions ou les décaler.
 - b) Maximiser la **NTC** frontière par frontière pendant les périodes de non-maintenance. Le résultat du processus sera le **plan annuel d'indisponibilité régional (RAUP)**.
- OC 2.5.2.8 Le **RAUP** n'est pas contraignant. Il est approuvé et délivré par le **Comité des GRT arabes** sur proposition de **WG1** et après les itérations dues pour garantir l'**adéquation** du **système électrique du PAEM** et publié dans un bulletin électronique édité par le **WG1** un mois avant le début de l'**AMP**. Le **RAUP** inclut des indications non contraignantes vis-à-vis des **GRT** pour synchroniser les périodes d'**indisponibilité** des lignes de raccordement transfrontalières et des **systèmes CCHT**, en cas d'absence d'accord sur les propositions de synchronisation.
- OC 2.5.2.9 Dans les cas où l'**adéquation** est menacée, le Comité des GRT arabes, soutenu par le **WG1**, déclenchera une procédure d'alerte conformément aux sections OC 2.9 et OC 2.10.6.
- OC 2.5.2.10 Le **RAUP** devient la référence pour les plans hebdomadaires. Ainsi, tout changement futur ne pénalisera pas le **GRT** concerné s'il est déclaré 3 mois à l'avance, ou plus.
- OC 2.5.2.11 Le **RAUP** devra servir de base aux identifications définitives des périodes de l'année où le **NTC** peut être réduit sans pénalités pour l'augmentation des coûts des **services système**.

OC 2.5.3 *Mise à jour hebdomadaire du plan d'indisponibilité*

OC 2.5.3.1 Les **GRT** mettront à jour le **Plan d'indisponibilité** hebdomadaire. Toutes les semaines « s », les **GRT** devront :

- a) Prendre, dans la liste les nouvelles interventions à réaliser à partir de $s+3$ jusqu'à la fin du **RAUP**.
- b) Prendre en considération les changements programmés pour $w+1$ et $w+2$ de ces interventions déjà approuvées.
- c) Annuler les travaux de maintenance approuvés qui, pour quelque raison que ce soit, ne peuvent pas être traités comme prévu.

OC 2.5.3.2 Chaque semaine s , les **GRT** se chargeront d'exécuter le programme de **maintenance corrective** en prenant en considération les travaux alloués pendant la $s+1$ ou $s+2$, en tenant compte des évaluations d'urgence. Les étapes suivantes doivent être appliquées :

- a) La coordination est assurée par un appel vidéo présidé par l'**ACOP**, si nécessaire.
- b) Les recommandations sur la sécurité doivent être prises en considération :
 - i. La pression du marché ou la continuité de l'approvisionnement n'inciteront jamais les **GRT** à enfreindre les règles de sécurité nationales et les pratiques d'exploitation applicables ;
 - ii. Les **GRT** voisins acceptent et s'engagent à respecter des procédures spécifiques d'autorisation ;
 - iii. D'autres exigences minimales sont indiquées au chapitre OC 10.
- c) Tous les mercredis à 16h00, le **RAUP** mis à jour sera publié au le bulletin électronique.

OC 2.5.4 *Mise à jour intra-journalière*

OC 2.5.4.1 Les changements de programmes, retards et **maintenance corrective** les urgences sont publiés en coordination avec les séances de marché. L'existence d'un référentiel en libre accès est recommandé pour permettre à tous les **GRT** d'être au courant de l'état des **systèmes électriques**.

OC 2.6 **Calcul de la NTC**

OC 2.6.1 Conformément au **Code de programmation et de dispatching**, les calculs annuels de **NTC** font partie du programme annuel. À cette fin, il convient de calculer initialement au moins quatre (4) valeurs de NTC pour l'importation et quatre (4) valeurs pour l'exportation de part et d'autre de chaque frontière, en

supposant que le **réseau de transport** est disponible à 100 % : valeurs des heures de pointe et des heures creuses en période d'hiver (ou autre période à convenir) et valeurs des heures de pointe et des heures creuses en période d'été (ou autre période à convenir).

La **NTC** représente la capacité de transfert maximum qui peut être attribuée à travers les frontières d'un **GRT**, dans les conditions N-1. Le calcul de **NTC** commence par le calcul d'autres **TTC** et doit être conforme à ce qui suit :

- a) Sur la base des données historiques de l'année précédente, une heure type d'une journée type sera sélectionnée (**instantané**);
- b) Sur la base de cette heure, les données d'**exploitation** seront récupérées, et chaque **État membre** construira un **modèle de réseau individuel** ;
- c) Les **modèles de réseau** tiennent compte des générateurs et des ouvrages du **réseau pertinent** qui seront indisponibles pendant une longue période ou qui entreront en service au cours de l'année considérée ;
- d) Le flux de charge doit tenir compte des limites de capacité de la charge saisonnière ;
- e) Les **modèles de réseau individuel** sont fusionnés dans un **modèle de réseaux communs** ;
- f) La **TTC** est augmentée en simulant une augmentation de la production dans le **GRT** exportateur et une diminution de la production dans le **GRT** importateur, jusqu'à ce qu'aucune **action corrective** de la **Liste des aléas** ne soit capable de maintenir les systèmes dans les conditions N-1.
La **NTC** est la **TTC** moins la **TRM**. Dans le cas où un **GRT** a plus d'une frontière en termes d'attribution, la **NTC** doit être répartie entre les frontières.

OC 2.6.2 La période annuelle des réductions de **NTC** doit être indiquée dans les jours où le **réseau pertinent** fait l'objet d'une maintenance intensive. Les valeurs annuelles et les jours où la **NTC** doit être réduite sont publiés par le **Comité des GRT arabes** pour permettre une exploitation transparente du marché.

OC 2.7 Évaluations de l'adéquation

J. L'évaluation de l'adéquation est l'évaluation des indices de risque de ne pas répondre à la demande de **consommation**. L'approche probabiliste dans les évaluations de l'adéquation est préférable pour diffuser correctement les concepts de **planification de l'exploitation**.

OC 2.7.1 L'évaluation de l'adéquation est la dernière étape de la planification de l'exploitation, une fois que les prévisions de la charge, les Plans d'indisponibilité et la NTC ont été mis à disposition.

OC 2.7.2 L'adéquation à chaque niveau de la zone de réglage est remplie lorsque la charge est couverte en énergie et en puissance, avec une probabilité donnée, à n'importe quelle heure de la période avec les ressources de production interne et importées avec, en plus des marges de réserve adéquates.

L'Adéquation se mesure en termes de LOLP et LOLE. Les valeurs cibles dans chaque zone synchrone sont convenues par les GRT dans le WG1.

OC 2.7.3 L'évaluation de l'adéquation doit être considérée comme une condition préalable aux stratégies de soutien réciproque et à la préparation de la réduction de la charge. Conformément à la section 2.5 du GA, les évaluations sont effectuées à chaque itération du processus de planification.

OC 2.7.4 Les évaluations de l'adéquation seront basées sur des données fiables, des prévisions et des décisions de programmation au niveau du GRT, de la zone synchrone et de la région, et résulteront de la combinaison des prévisions de la charge, de la disponibilité des installations de production d'électricité, de la disponibilité du réseau de transport et des conditions du marché.

OC 2.7.5 Le degré de couverture de la charge peut être évalué au moyen de :

- a) méthodologie probabiliste, à savoir les réserves associées à l'obtention de niveaux de risque de ne pas couvrir la charge convenus au préalable ;
- b) temporairement, par des méthodes alternatives déterministes simplifiées d'analyse des marges de réserve.

OC 2.7.6 Des études spécifiques devraient soutenir les méthodes simplifiées prouvant la relation entre la quantité de réserve nécessaire et la combinaison de la charge et de la production.

OC 2.7.7 Les méthodologies basées sur une approche probabiliste pour évaluer l'adéquation doivent être mises en œuvre au plus tard deux ans après la date d'entrée en vigueur du présent code. Dans le même délai, les évaluations de

l'adéquation prévisionnelles doivent être fondées sur les mêmes définitions des variables et selon des méthodologies comparables.

OC 2.8 Évaluation des marges de réserve

OC 2.8.1 *Dimensionnement de la réserve*

OC 2.8.1.1 Chaque **GRT** est responsable de la maîtrise et de la fourniture de ressources permettant de faire face à l'indisponibilité des **installations de production d'électricité**, aux erreurs de **prévision de la charge**, aux incertitudes liées aux **EnR** et à d'autres événements probables.

OC 2.8.1.2 Les **réserves** en termes d'**exploitation** sont censées exister dans les deux sens :

a) Les **réserves à la hausse** sont définies comme la différence entre la puissance efficace de la **production** disponible et la **charge** de pointe de la période. Les **réserves à la hausse** doivent être utilisées pour équilibrer les **systèmes électriques** de la **zone de réglage** lorsque les prévisions indiquent que la **charge** pourrait être supérieure à la production d'électricité disponible ou pour compenser l'indisponibilité de la **production**.

b) La **réserve à la baisse** est définie comme la différence entre la **charge** minimum et la somme des minima techniques des **installations de production d'électricité**, utilisée pour réduire la production d'électricité lorsque la **consommation** minimum pendant les heures creuses devrait être inférieure à la **production** minimum autorisée, et pour faire face à la surproduction des **EnR**.

OC 2.8.1.3 Les **GRT**, outre la régulation des réserves pour couvrir la **demande**, évaluent le besoin de **réserve à la baisse** également en relation avec la pénétration des **EnR** non programmables, et qui parfois ne peuvent même pas être réduites en cas de surestimation, si des **installations de production d'électricité** de petite taille sont réparties et intégrées dans le **réseau de distribution**.

OC 2.8.2 *Réserves pour l'exploitation interconnectée*

OC 2.8.2.1 Les **réseaux électriques** des **zones de réglage** ne peuvent être exploités sans les **réserves** nécessaires à la régulation (**réserve primaire** ou **réserve primaire rotative** et **réserve secondaire** ou **réserve secondaire rotative**), également en période de pénurie. Par conséquent, ils doivent être inclus dans la **demande**

dans les calculs et en cas de manque, le **GRT** est justifié s'il applique le **délestage rotatif** afin de rétablir les quantités nécessaires pour la régulation.

OC 2.8.2.2 Les quantités nécessaires de **réserves** doivent être vérifiées depuis la phase de planification annuelle.

OC 2.8.2.3 En plus de la **réserve primaire rotative** et de la **réserve secondaire rotative**, une certaine quantité de **réserve à la hausse**, non nécessairement rotative, est nécessaire pour remplacer la **réserve tertiaire** et pour faire face à une indisponibilité inattendue et de longue durée des **unités de production d'électricité** (réserve froide).

OC 2.8.2.4 L'ordre de grandeur des valeurs de référence des **réserves tournantes** est fourni dans les articles OC 3.4.2 et OC 3.4.3. Sur la **réserve tertiaire** et la **réserve froide**, à moins que la simulation probabiliste ne montre des valeurs différentes et si le délai est de l'ordre de plusieurs mois, une marge de 10 à 15 % de la puissance installée (toutes sources confondues) devrait être laissée disponible.

OC 2.8.2.5 Lorsque les **réserves froides** à la hausse sont inférieures à celles nécessaires pour maintenir les niveaux **LOLP**, **LOLE** ou les marges dans les valeurs cibles, le **GRT** concerné avertira les autres **États membres** et ouvrira une discussion pour étudier les contre-mesures de soutien et atténuer les conséquences d'une probable crise de pénurie. En cas de pénurie et sans préjudice des **règlementations nationales**, le **GRT** affecté doit être soutenu par les autres **GRT** en augmentant les importations par l'activation des contrats de soutien mutuel signés périodiquement. Ces contrats ne doivent jamais biaiser les règles du marché et doivent préciser les quantités, les prix et les conditions dans lesquelles le soutien ne peut avoir lieu.

Si le soutien n'était pas suffisant, le **GRT** concerné devrait être autorisé à récupérer les quantités manquantes des **réserves** en appliquant le **délestage** rotatif disponible dans son **système électrique**.

OC 2.8.2.6 Lorsque la **réserve à la baisse** est inférieure à un seuil donné, le **GRT** concerné doit déconnecter les **installations de production d'électricité**, mais est justifié quant à maintenir une **production** interne suffisante pour faire face à l'inertie, à la régulation de la tension et aux capacités de reconstitution en cas de séparation. À cette fin, le GRT impliqué sera justifié quant à :

- a) réduire la **NTC** ou restreint l'importation programmée ;
- b) réduire les ressources non régulatrices. Dans ce cas également, les **analyses de sécurité dynamique** doivent être exécutées, et l'importation doit être réduite en fonction des priorités données par la réglementation ou lorsque la réduction des ressources internes entraverait le fonctionnement du **Plan de défense**.

OC 2.8.2.7 En cas de surproduction (par exemple en raison d'EnR), les **GRT** voisins devraient soutenir les **GRT** touchés en augmentant l'importation de celui-ci, en appliquant des contrats d'assistance mutuelle, similaires à ceux stipulés en cas de manque de **réserves à la hausse**.

OC 2.8.2.8 Les montants et la part des **réserves** de régulation, sont convenus entre les **États membres** de la **zone synchrone**.

OC 2.8.2.9 L'évaluation des **réserves** nécessaires dépend fortement du taux d'échec des **parc de production** et de l'incertitude de la **consommation**, elle dépend donc, entre autres, du délai de livraison de la **prévision de la charge**. Elle devrait être le résultat d'une approche probabiliste. Néanmoins, des règles simplifiées proches du temps réel peuvent être adoptées par souci de préparation.

OC 2.8.2.10 Dans les deux cas, une référence pour le risque acceptable de ne pas fournir la **charge** doit être convenu au niveau **régional**.

OC 2.8.2.11 Les **réserves** doivent être calculées en termes de puissance (MW) et vérifiées en termes d'énergie (MWh), si celle-ci provient de ressources hydrauliques ou de stockage.

OC 2.8.2.12 Les **EnR** non-programmables ne devraient pas être incluses dans les **réserves**, mais la distribution de probabilité de leur production devrait être prise en compte dans l'évaluation des **réserves** mentionnées ci-dessus.

OC 2.9 *Gestion des crises de pénurie*

J. Analyser en amont les crises de pénurie est le meilleur moyen d'en atténuer les conséquences. C'est pourquoi les **GRT** expérimentés devront coopérer et déployer conjointement leurs **meilleurs efforts** pour adopter des contre-mesures exceptionnelles. L'analyse de crise peut envoyer des signaux de prix au marché.

OC 2.9.1 *Principales actions pour faire face aux pénuries*

- OC 2.9.1.1 Chaque pénurie génère une crise. En cas de **pénurie**, le **GRT** affecté avertira les autres **GRT** de la **région** dès que possible. Le **WG1** supervisera la coordination de toute action éventuelle pour soutenir le **GRT** affecté.
- OC 2.9.1.2 Le **GRT** touché par la pénurie de **réserve** doit être prêt à appliquer le Plan de **délestage** rotatif et avertir les autres **États membres interconnectés**, si le soutien transfrontalier n'est pas suffisant pour résoudre la **pénurie**.
- OC 2.9.1.3 En cas de crise, le **GRT** affecté peut demander au **facilitateur démarché** de suspendre les activités du marché, si les normes applicables le permettent, annuler les programmes de maintenance, ordonner la conclusion urgente et anticipée de l'indisponibilité des **installations de production d'électricité** et/ou des **ouvrages du réseau de transport**.
- OC 2.9.1.4 Tous les **GRT** doivent disposer d'un Plan d'urgence éprouvé pour faire face aux suspensions du marché si des situations graves de sous-capacité surviennent, et en cas de situations critiques de façon plus générale.
- OC 2.9.1.5 Dans des situations exceptionnelles et pour un nombre d'heures limité, le **WG1** peut permettre de déroger modérément aux normes de sécurité et de qualité N-1 ou aux limites de charge en invoquant l'**état d'urgence** du système afin d'éviter l'application du **délestage** rotatif. La décision sur les modalités de la dérogation est prise au cas par cas, à l'unanimité des **GRT** affectés et sous la coordination du **WG1**.

OC 2.9.2 *Autres points de mire dans la planification de l'exploitation*

- OC 2.9.2.1 Le **Code de programmation et de dispatching** s'occupe des thèmes concernant la **planification de l'exploitation**. Quelques éléments importants sont rappelés ci-après.
- a) Durant la $s-1$, les **GRT** doivent vérifier l'adéquation et les attentes flux de charge pour la semaine s . Un bulletin récapitulatif l'indisponibilité, la **consommation** prévue et les principales questions attendues seront diffusées parmi les **États membres**. Une visioconférence hebdomadaire au niveau **régional** est considérée comme une bonne pratique pour partager les actions opportunes en cas de danger majeur.
 - b) À $j-2$, l'activité principale concernant les relations transfrontalières est la préparation des données concernant le **réseau de transport** et la **production d'électricité**, pour calculer la **NTC** à allouer à $j-1$.

- c) À $j-2$, les **GRT** mettront en place le **modèle de réseau individuel**, fourniront la confirmation de disponibilité de la **Liste des aléas**, les **mesures correctives** associées et la **clé de répartition de la variation de la production** afin de permettre le calcul de la **NTC**.

OC 2.10 Perspectives saisonnières

J. Bien que l'**adéquation** soit contrôlée à chaque étape du **processus de planification de l'exploitation**, en instaurant des rendez-vous semestriels pour vérifier l'état de la **région panarabe** et que la capacité à se soutenir mutuellement soit une approche importante, conforme aux pratiques adoptées par d'autres **systèmes électriques** interconnectés.

OC 2.10.1 Deux fois par an, à des périodes significatives pour la charge de pointe, et tombant dans deux semestres différents, à convenir, au sein du **WG1**, tous les **GRT** fourniront des perspectives saisonnières dédiées visant à prévoir et à alerter les **GRT** d'une région sur les problèmes potentiels, en termes de couverture de la charge, et d'alerter les facilitateurs de marché sur ce qui pourrait en être la structure.

OC 2.10.2 Des perspectives saisonnières sont formulées tout au moins en ce qui concerne les scénarios de prévision météorologique et de crise énergétique générale.

OC 2.10.3 Les **GRT** d'une zone synchrone ou d'une région, au sein du **WG1**, élisent et emploient un **coordinateur de l'adéquation de la zone synchrone** pour recueillir la contribution des **GRT** et rédiger une perspective valable pour la zone synchrone, où les transferts d'énergie transfrontaliers et le soutien mutuel sont mis en évidence.

OC 2.10.4 Les **GRT** transmettent les perspectives saisonnières au **coordinateur de l'adéquation de la zone synchrone** deux mois avant le début de la période considérée.

OC 2.10.5 Les **RCE** peuvent présenter les conclusions sur leur **zone synchrone** directement au **coordinateur de l'adéquation de la zone synchrone**, au nom des **GRT** de ladite zone.

OC 2.10.6 Le coordinateur de l'**adéquation** de la **zone synchrone** collecte les contributions et un mois plus tard, publie les **études saisonnières régionales** où :

- a) Les rapports des **GRT** sont résumés pays par pays ;
- b) Les plans d'atténuation des crises attendues sont proposés, et la contribution des **transferts d'énergie** pour l'atténuation des périodes critiques de sous-capacité est mise en évidence ;
- c) Les marges de **réserve** prévues disponibles dans la **région** sont déclarées ;

d) Les indicateurs de risque de l'**exploitation** sont évalués.

OC 2.10.6.1 Une fois les risques potentiels vérifiés, le **WG1** décide comment et à quelle fréquence l'**exploitation** et l'évolution du marché doivent être surveillées.



OC 3 SURVEILLANCE ET CONTROLE EN TEMPS REEL

J. La transition énergétique et le développement du marché augmentent la complexité des **systèmes électriques** en termes de volatilité et introduit de nouveaux défis techniques comme le manque d'inertie. Des **systèmes électriques** modernes sont obligés de suivre le rythme en adoptant des outils améliorés, des normes de sécurité claires et une coopération étroite. Ce chapitre se concentre sur les exigences minimums des outils et les normes de sécurité les plus consolidées à respecter.

OC 3.1 Outils standard de surveillance et de réglage

OC 3.1.1 La surveillance et le réglage reposent sur différentes couches des activités et nécessitent une infrastructure de communication efficace. Conformément au champ d'application de ce **code**, les **GRT** doivent se conformer à une capacité standard minimum de surveillance et de contrôle de l'équilibrage et des flux. À cet égard, ils devraient adopter les mêmes solutions en ce qui concerne le **réseau pertinent**.

OC 3.1.2 *Plateforme ICT*

OC 3.1.2.1 Les plates-formes de **technologies de l'information et de la communication (ICT)** sont nécessaires pour la coordination de l'**exploitation** entre les **GRT** d'une **zone synchrone**, au moins dans le cadre de la supervision en temps réel et de la **planification d'exploitation**.

OC 3.1.2.2 Considérant les perspectives d'expansion de l'**interconnexion internationale**, tous les **États membres** devraient adopter des solutions hautement interopérables conformément aux dernières **bonnes pratiques d'utilisation** en place.

OC 3.1.2.3 Les **GRT** doivent :

- a) garantir la plus large interopérabilité au niveau panarabe.
- b) adopter des protocoles communs et alignés sur les **bonnes pratiques d'utilisation**.
- c) s'engager à coopérer pour mettre à niveau la plate-forme **ICT** chaque fois que l'efficacité ou l'interopérabilité est en jeu.
Les **GRT** dans le **WG3** publie des directives techniques pour des solutions harmonisées et pour les pratiques quotidiennes des plateformes **ICT**.

OC 3.1.2.4 À cet égard, une participation active aux organismes de normalisation est recommandée.

OC 3.1.2.5 Les plateformes **ICT** garantissent une fiabilité et une redondance élevées.

La partie communication de cette plate-forme est le **WAN**, laquelle relie les **Centres de contrôle nationaux** dédiés aux **échanges de données d'exploitation**.

OC 3.1.2.6 Les **GRT** peuvent avoir accès au **WAN** panarabe. Ils sont responsables de la protection du **WAN** contre les intrusions et les menaces externes. En particulier, les **GRT** doivent s'assurer que leur **WAN** respecte les exigences de sécurité et les normes de performance. Les **RCE** doivent avoir la permission et l'approbation des **GRT** quant à accéder au **WAN** et doivent respecter les mêmes normes de protection.

OC 3.1.2.7 Tous les **GRT** et **RCE** ayant accès à la plateforme de communication sont soumis à des obligations de confidentialité.

OC 3.1.2.8 Les **GRT** et **RCE** ne sont pas autorisés à échanger directement des informations avec des réseaux externes, internet compris. Les **GRT** doivent interposer des passerelles intermédiaires afin de garantir la sécurité dans le cas où des informations avec des réseaux externes seraient nécessaires.

OC 3.1.2.9 Les activités des **GRT**, au sein du **WG3**, s'accordent sur :

- a) Protocoles (par exemple TASE.2, FTP, CIM).
- b) Le personnel administratif.
- c) Emplacement des serveurs.

OC 3.1.2.10 Pour maintenir le caractère fiable du **WAN** panarabe, chaque **GRT** doit être connecté au système de communication **ICT** et héberger deux connexions pour acheminer les informations depuis et vers deux **GRT** des **États membres interconnectés**. Les connexions doivent être constituées de liaisons privées fonctionnant à 10-100 Mbit/s.

OC 3.1.2.11 La structure de communication dédiée et protégée est nécessaire pour échanger les **données opérationnelles** et des Informations en temps réel. Les signaux Voice IP et **WAPS** ne sont pas autorisés à être échangés par le biais du **WAN** panarabe.

OC 3.1.2.12 L'**échange de données en temps réel** est la priorité. Le **WAN** panarabe sera principalement dédié :

- a) au **système d'alarme**.
- b) Les mesures et les points des appareillages se concentrent principalement dans le **réseau pertinent**.

c) Les **ouvrages du réseau de transport**.

OC 3.1.2.13 La deuxième priorité est l'**échange de données** typique d'une **exploitation**, par ex. les **modèles de réseau** pour les activités intrajournalières, l'indisponibilité inattendue des éléments.

OC 3.1.2.14 Le dernier est l'échange de données en termes de **planification d'exploitation**, c'est-à-dire :

a) **Modèles de réseau communs et individuels**.

b) **NTC**.

c) **Plans d'indisponibilité**.

Un **WAN** équivalent pour l'activité de marché n'entre pas dans le champ d'application de ce **Code**.

OC 3.1.3 **SCADA**

OC 3.1.3.1 La partie de l'application de la plateforme ICT englobe **SCADA** et l'**EMS**.

OC 3.1.3.2 Les **GRT** doivent adopter un système de **SCADA** efficace et fiable.

OC 3.1.3.3 En ce qui concerne l'**interconnexion internationale**, le **SCADA** doit importer/exporter les états des commutateurs pour reproduire la topologie et les télémesures associées du **réseau pertinent** afin de garantir la visibilité la plus efficace. La visibilité des actions sur le **réseau pertinent** est considérée comme vitale pour les actions d'urgence coordonnées et individuelles.

OC 3.1.3.4 Les exigences générales du **SCADA** concernent :

a) Période d'échantillonnage, autant que possible uniforme (par exemple 2-4 sec) dans la même **zone synchrone**.

b) **LFC** comme spécifié dans ce **Code**.

c) **SCADA** exécute au moins les applications suivantes :

d) Systèmes **HMI** et d'alarme efficaces.

e) Comparaison entre les prévisions et les données actuelles à intervalles de 15 minutes des puissances moyennes regroupées à différents niveaux de la zone interne, au niveau de la **zone d'appel d'offres** et de la **zone de réglage** totale.

f) Afficheurs dédiés pour les production **EnR**.

g) **Estimateur d'état.**

OC 3.1.3.5 Les **SCADA** sont soumis à des lignes directrices en matière de cybersécurité et à des auto-évaluations, au moins pour vérifier le niveau de sécurité et le risque cybernétique dans l'ensemble des **GRT** connectés dans le réseau **WAN** d'échange d'informations.

OC 3.1.4 ***Système de gestion de l'énergie (EMS)***

OC 3.1.4.1 L'**EMS** est un ensemble d'applications fortement connectées au **SCADA** comprenant des outils informatiques complexes conçus pour soutenir les décisions des **GRT** dans les salles de contrôle.

OC 3.1.4.2 Les **GRT** adoptent des **EMS** efficaces selon le principe que plus ils gèrent bien leur **système électrique**, plus l'exploitation de l'ensemble du **système électrique du PAEM** est sûre.

OC 3.1.4.3 Outre les applications pour l'interne (par exemple, flux de puissance optimal en temps réel), il est **exploitamment** recommandé d'inclure, dans le paquet **EMS**, au moins les applications suivantes, en mettant l'accent sur les thèmes d'**interconnexion internationale** :

- a) Contrôles de sécurité N-1 à des intervalles de temps compris entre 5 et 15 minutes.
- b) **L'analyse de sécurité dynamique.**
- c) Systèmes de commande pour enregistrer les ordres d'expédition vers les générateurs et vers les salles de marchés des **propriétaires d'installations de production d'électricité.**

OC 3.1.4.4 En ce qui concerne l'**interconnexion internationale**, l'**EMS** doit également inclure un **système d'alerte (WS)** pour alerter et informer les **GRT**, simultanément et en temps réel, des criticités entrantes ou en cours. Le **WS** consiste en une série de pages synoptiques représentant les **zones de réglage de la zone synchrone** avec la fréquence, la quantité de **transferts d'énergie réels** transfrontaliers par rapport aux **transferts d'énergie programmés** et les tensions dans les nœuds pivots du **système de transport**.

Ces pages sont les mêmes pour tous les **GRT** et ont pour but d'alerter immédiatement et simultanément les opérateurs lorsque les seuils de sécurité sont violés, au moyen de cartes de différentes couleurs.

OC 3.1.5 *Enregistrement du comportement électrique des actifs*

- OC 3.1.5.1 Afin d'analyser le comportement des **interconnexions internationales**, les lignes de raccordement doivent au moins être équipées d'enregistreurs de défauts associés au système de protection et d'enregistreurs d'évènements associés à la **zone synchrone** des postes.
- OC 3.1.5.2 Les lignes d'interconnexion équipées de **localisateurs de défauts**, afin d'alerter immédiatement les équipes du côté de la frontière où l'erreur s'est produite et d'accélérer l'activité de réparation urgente.
- OC 3.1.5.3 Il est recommandé de compléter le système de surveillance conventionnel avec des **PMU** de manière à construire un réseau de surveillance efficace des phénomènes dynamiques dans les **zones synchrones**. Les données recueillies sont partagées entre tous les **États membres** de la **zone synchrone** et alimentent la **DSA**.

OC 3.2 **Activité de la salle de contrôle dans les Centre de contrôle nationaux**

- OC 3.2.1 Les **GRT** voisins sont en contact permanent pour contrôler leur propre **zone de réglage** et l'**interconnexion internationale** 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Les **Centres de contrôle nationaux** sont les entités correspondantes habilitées à prendre des décisions coordonnées concernant l'**exploitation** interconnectée.
- OC 3.2.2 Si le **RCE** est opérationnel, la structure de contrôle existante peut s'appliquer tant que la **région** est isolée. En cas de connexion avec d'autres systèmes, qui ne demandent pas à faire partie de la même **région**, le **GRT** et la **RCE** doivent se conformer au **code** concernant cet aspect.
- OC 3.2.3 Concernant le contrôle en temps réel du voisinage, les **GRT** doivent :
- Convenir d'une langue commune à adopter.
 - Répertorier par écrit les instructions d'expédition les plus utilisées et/ou critiques avec des descriptions complètes dans leurs propres langues et en anglais.
 - Avoir des lignes directes redondantes entre les salles de contrôle du **Centres de contrôle nationaux**.
 - Convenir de protocoles pour effectuer des activités complexes en autonomie dans des conditions spécifiques (ex : séquences de **reconstitution**).

- OC 3.2.4 Les **GRT** voisins s'échangent réciproquement la **Liste des aléas** et les **mesures correctives** correspondantes disponibles afin de permettre la **DSA**.
- OC 3.2.5 Les **GRT** garantissent la compétence de leurs propres opérateurs physiques et leur attitude assidue et professionnelle.
- OC 3.2.6 Pour protéger le comportement de l'opérateur, sans préjudice des lois du travail et de la réglementation nationale, il est recommandé d'enregistrer les appels téléphoniques entre opérateurs, de les protéger et de les récupérer uniquement en cas de demande formelle. Nonobstant les lois sur le travail en vigueur dans chacun des **États membres**, une procédure juridique est nécessaire pour aborder correctement cette question.
- OC 3.2.7 En ce qui concerne les applications de routine que les opérateurs des **centres de contrôle nationaux** doivent effectuer, les dispositions suivantes s'appliquent :
- échanger les **modèles de réseau individuels** et les fusionner dans un **modèle de réseau commun** pour procéder à l'analyse des **réseaux**.
 - effectuer l'analyse de sécurité à intervalles réguliers et sur demande, lorsque les conditions d'**exploitation** l'exigent.
 - gérer le **LFC** et les **réserves** d'équilibrage.
 - avertir dès qu'ils le peuvent des points critiques survenant dans leur **zone de réglage**.
 - mettre le **Plan de reconstitution** à exécution en coopération avec les **GRT** voisins.

OC 3.3 Sécurité d'exploitation

OC 3.3.1 *Limites opérationnelles*

- OC 3.3.1.1 Les **limites opérationnelles** peuvent être déterminées par les caractéristiques physiques d'un **ouvrage** (limites de capacité de charge) ou par les conditions des systèmes, si elles sont plus strictes que les précédentes. Les **limites opérationnelles** peuvent être permanentes ou transitoires, et toutes deux peuvent varier en fonction de la saison. Concernant les ouvrages internes, les

GRT tiendront à jour l'inventaire et leurs caractéristiques. Concernant le **réseau pertinent**, ces caractéristiques doivent être partagées entre les **GRT** voisins.

Les plages d'exploitation des installations de production d'électricité et des systèmes CCHT sont spécifiées dans le Code de raccordement.

OC 3.3.2 *Norme de sécurité d'exploitation (OSS)*

OC 3.3.2.1 Les dispositions suivantes s'appliquent au **réseau pertinent** en ce qui concerne la tension et les courants, et à l'ensemble de la **zone synchrone** en ce qui concerne la fréquence et l'équilibrage.

OC 3.3.2.2 Un système électrique est considéré comme conforme à la norme de sécurité d'exploitation adoptée dans ce code si :

a) Il continue à fonctionner dans ses limites admissibles permanentes de tension, de fréquence et de courant dans n'importe quelle partie de celui-ci après la survenance d'un seul **aléa normal**, d'une **liste des aléas**, suivie de l'application de l'**action corrective** correspondante.

b) Entre l'apparition de l'aléa et l'application de l'**action corrective** correspondante, les limites permanentes admissibles sont violées mais les limites d'**exploitation** sont maintenues en dessous des limites transitoires acceptables pendant une période donnée.

Cet état d'exploitation du **système électrique** est également appelé **état normal**. En **état normal**, il n'y a pas de risque pour l'**interconnexion internationale**.

OC 3.3.2.3 L'OSS est également appelé N-1 **OSS**, N étant le nombre d'éléments en service. Pour son application, les **GRT** garantissent la **SoO** en simulant périodiquement l'occurrence des **aléas** et en vérifiant que les **actions correctives** en temps réel sont disponibles et efficaces.

Le **délestage** ne peut pas être inclus dans la liste des **actions correctives**, contre les **aléas normaux**, sauf si un contrat prévoit cette possibilité. Sans préjudice de la réglementation nationale applicable en matière de marché, les **transferts d'énergie** transfrontaliers devraient être les derniers à être réduits dans la liste des **actions correctives**.

OC 3.3.2.4 En plus de la conformité avec la N-1 **OSS**, les **GRT** doivent également s'efforcer d'assurer la résilience du **système électrique** en cas d'apparition de contingences multiples ou de contingences plus graves que celles figurant dans la **Liste des aléas**. À cette fin, les **GRT** conçoivent et exécutent des **Plans de défense** et des **Plans de reconstitution** à appliquer pour contrer de tels

événements dans le but de limiter leurs conséquences en termes de gravité (perte de MW et de MWh) et de durée des coupures d'électricité.

OC 3.3.2.5 Les **GRT** évaluent les conditions de sécurité en appliquant des méthodes relevant de leur responsabilité, mais reflétant des vérifications en régime permanent et en régime transitoire.

OC 3.3.3 *Analyse de l'aléa et actions correctives (évaluation de sécurité)*

OC 3.3.3.1 Les **GRT** effectuent régulièrement des études de **réseau** pour définir les éventualités les plus probables et les plus complexes et analyser leurs effets sur la sécurité des **systèmes électriques** interconnectés. Face aux aléas, les **GRT** doivent :

a) Concevoir les **actions correctives** (effectuées manuellement ou automatiquement) capables de neutraliser ou d'en atténuer les conséquences.

b) Adopter des stratégies pour se remettre des catastrophes.

OC 3.3.3.2 Les **GRT** regrouperont les imprévus en trois catégories : **Normal, Exceptionnel, Aléa hors dimensionnement**

OC 3.3.3.3 Les **aléas normaux** sont des **aléas** impliquant la perte de lignes simples ou de lignes à double circuit sur les tours, les transformateurs simples, la perte d'une seule **unité de production d'électricité**, d'une seule liaison CC à l'importation et à l'exportation, avec un déséquilibre subséquent inférieur ou égal à l'**incident de référence**, l'**incident de référence** étant la plus grande perte de charge ou de production susceptible de se produire en un seul événement dans une **zone synchrone**. Chaque **GRT** a le droit d'inclure le déclenchement simultané des lignes à double circuit (sur la même tour) dans la catégorie des **aléas normaux** sur la base de la protection et du pourcentage de longueur sur les mêmes tours.

La liste des **aléas normaux** est la **liste des aléas**.

OC 3.3.3.4 Les **aléas exceptionnels** sont des aléas impliquant la perte de plus d'un **ouvrage** en raison d'une cause commune (par exemple, un défaut entre un TC et un CB déclenchant la protection contre les défaillances du disjoncteur, la perte d'une barre omnibus).

OC 3.3.3.5 Les aléas hors dimensionnement sont des aléas impliquant l'apparition simultanée de plusieurs aléas, même sans causes communes fonctionnelles (par exemple, causés par des conditions météorologiques exceptionnelles), suivie d'une perte de production, de charge et d'autres conséquences

catastrophiques majeures. Les **aléas hors dimensionnement** sont également les aléas dont l'effet dépasse la capacité de résistance du système.

OC 3.3.3.6 Pour chaque aléa, le **GRT** responsable étudie les contre-mesures les plus efficaces qu'il parvient à appliquer manuellement ou automatiquement en temps réel, afin d'éviter que le **système électrique** ne fonctionne en dehors de ses limites en cas d'**aléa normal** ou d'éviter la propagation des conséquences négatives jusqu'au black-out en cas d'**aléas exceptionnels** ou **hors dimensionnement**.

OC 3.3.3.7 Le **GRT** responsable doit regrouper les actions correctives correspondant à chaque aléa normal. Ces contre-mesures sont conformes au **SoO** et sont convenues avec les **GRT** adjacents s'ils participent à leur mise en œuvre ou si elles sont pertinentes en termes de **capacité de transfert** transfrontalier.

Les **aléas normaux** et les **actions correctives** liées sont simulées pour le calcul de la **capacité de transfert** maximum à travers les frontières.

OC 3.3.3.8 Les **GRT** adoptent des **Plans de défense** pour faire face, autant que possible, aux effets négatifs des **aléas exceptionnels** et **hors dimensionnement**. Les **Plans de défense** peuvent utiliser des techniques de **délestage** pour équilibrer le **système électrique** et minimiser l'entité et la durée des coupures de courant.

Les **aléas exceptionnels** les plus significatives seront utilisés dans la **DSA** pour évaluer la réponse des **Plans de défense** à de telles contraintes.

Les **aléas hors dimension** sont utilisées pour évaluer les scénarios de catastrophe extrême possibles.

OC 3.3.3.9 Nonobstant le droit de chaque **GRT** de décider quelles sont les meilleures règles d'**exploitation** pour son propre **système électrique**, des critères transparents et techniquement cohérents pour l'évaluation de la sécurité et les outils adoptés devraient être partagés au moins au niveau de la **zone synchrone** ou au niveau **régional**. Même s'ils sont différents, ils doivent être déclarés et discutés techniquement.

OC 3.3.4 *États du réseau*

J. Malgré leur grande fiabilité, les **systèmes électriques** interconnectés pourraient passer d'un **état normal**, tel que défini ci-dessus, à d'autres où la sécurité d'**exploitation** n'est pas garantie. Il est important de classer les **états du réseau** pour déclencher immédiatement l'application des accords préétablis.

OC 3.3.4.1 Le classement⁴ standard *de facto* de ces **états du réseau** (ou conditions d'exploitation) est indiqué ci-après, ainsi que la définition, l'identification, les

⁴ Classification couramment utilisée en Europe (UCTE et ENTSO-E) et en Cigré.

pouvoirs spéciaux conférés aux **GRT**, la coopération entre les **GRT** et les actions visant à ramener le **système électrique** à un **état du réseau** sûr.

OC 3.3.4.2 L'**état d'alerte** est l'**état du système** dans lequel le **système électrique** interconnecté est toujours dans des limites acceptables, mais aucune **action corrective** n'est disponible pour faire face à une éventualité figurant sur la **Liste des aléas**. Les raisons peuvent être des erreurs de prévision ou l'indisponibilité inattendue d'une **action corrective**. Le **GRT** concerné avertit en temps utile tous les **GRT** interconnectés des résultats de l'analyse de sécurité si un aléa, dans sa propre **zone de réglage**, peut provoquer des pannes en cascade dans les **zones de réglage** voisines.

L'identification de l'**état d'alerte** est possible sur la base des simulations de N-1, lesquelles doivent montrer si un ou plusieurs aléas de la **Liste des aléas** pourraient affecter l'**interconnexion internationale**.

OC 3.3.4.3 L'**état d'urgence** est l'état dans lequel le **système électrique** interconnecté est détérioré à différents niveaux de gravité, parce que les **limites opérationnelles** ne sont plus respectées et/ou que des ruptures de **réseau de transport** ou des coupures de courant pourraient être en cours. Dans cet état, indépendamment de l'emplacement de la détérioration, le risque pour les **systèmes électriques** des **États membres interconnectés** est considéré comme élevé, également en termes de propagation de l'évènement. Les normes de sécurité ne peuvent pas être respectées par le **GRT** concerné et les **actions correctives** ordinaires seraient sans effet. Les raisons peuvent être des erreurs de prévision, des **aléas exceptionnels**, des **aléas hors dimension**, un dysfonctionnement des protections.

Le **GRT** affecté prévient et tient continuellement informés les **GRT** de la **région** et demande leur soutien.

L'identification de l'**état d'urgence** est l'observation à travers le **SCADA** des phénomènes qui caractérisent l'état lui-même et les évaluations des aléas.

OC 3.3.4.4 En **état d'urgence**, le **GRT** concerné est responsable de l'application rapide des **Plans de défense** et de la communication avec les **GRT** voisins, mais la garantie du respect des **limites opérationnelles** est suspendue.

OC 3.3.4.5 L'état d'urgence comprend l'état de panne généralisée et la reconstitution.

OC 3.3.4.6 L'**état de panne généralisée (black-out)** est caractérisé par l'absence de tension dans un grand nombre de bus du **réseau de transport**.

Les raisons peuvent être des **aléas exceptionnels** ou **hors dimensionnement**, suivis par l'échec des **Plans de défense**. Les erreurs humaines et les combinaisons de plusieurs causes peuvent être les causes profondes d'une coupure de courant. Le black-out peut être plus ou moins étendu, mais dans tous les cas, le risque pour l'**interconnexion internationale**, si elle est encore intacte, est élevé.

Les **GRT** d'une **région**, s'accordent sur l'identification conventionnelle du blackout en termes d'extension et de temps maximum pour l'identifier. Il est recommandé de faire la différence entre une coupure de courant ordinaire (locale et contrôlable) et un blackout, caractérisé par l'absence totale de tension dans de vastes zones du **système électrique** d'un **État membre**, impliquant le **système électrique** de masse et durant plus de 5 minutes. En cas de panne et à la demande du **GRT** concerné, le **Plan de reconstitution** est déclenché et les **GRT** voisins doivent coopérer à la remise sous tension. Les règles de sécurité sont incassables, et les activités du marché sont suspendues et doivent être régulées par des procédures d'urgence spéciales.

OC 3.3.4.7 La **reconstitution** est une phase de transition pour passer du black-out à l'**état normal**. Il s'agit d'une série d'**opérations** coordonnées par les **GRT**, visant à remettre le **réseau de transport** sous tension et à synchroniser les **réseaux séparés** pour fournir de l'électricité et satisfaire la **consommation**.

OC 3.3.4.8 La priorité de la stratégie et des pratiques de **reconstitution** doit être de mettre sous tension les barres omnibus et la **charge** domestique des **unités de production d'électricité** aussi rapidement que possible.

OC 3.3.4.9 Le **GRT** concerné est responsable de l'application des meilleurs outils de reconstitution du système, s'ils sont disponibles, en donnant la priorité aux procédures de **reconstitution**. Le **GRT** ne peut garantir les temps impliqués par la **reconstitution**, en raison de l'impossibilité de prévoir toutes les combinaisons de black-outs.

OC 3.3.5 *Études de stabilité*

OC 3.3.5.1 Les évaluations régulières de la sécurité sont des analyses de **réseau** effectuées en régime permanent au moyen d'un calcul de flux de charge **AC**. Ceci est considéré comme acceptable selon les **bonnes pratiques d'utilisation**, tant que les limites transitoires acceptables sont plus strictes que celles qui découlent d'une étude de stabilité complète. Dans le cas contraire, les limites acceptables en régime transitoire sont réduites par le **GRT**.

OC 3.3.5.2 Les études de stabilité doivent inclure la stabilité transitoire, la stabilité dynamique et l'effondrement de la tension. Les **GRT** procèdent périodiquement à ces études. La méthodologie de mettre en place des

modèles de réseaux communs dynamiques devrait être prête dans les deux ans à compter de la date d'entrée en vigueur de ce **Code**.

OC 3.3.5.3 Les **GRT** effectuent des études de stabilité pour évaluer la sécurité de façon générale, outre les évènements normaux, et :

- a) Concevoir les Plans de défense, en cas d'éventualités plus graves que celles figurant sur la **Liste des aléas**.
- b) Vérifier les besoins ou les quantités des **Plans de défense**.
- c) Faire face à de multiples aléas.
- d) Éviter les effondrements dans les cas particuliers où l'inertie est considérée comme faible et/ou les distances de transmission augmentent en raison de l'écart de la **production** par rapport aux charges.

OC 3.4 Gestion des réserves opérationnelles et du réglage Fréquence-Puissance

OC 3.4.1.1 Les **GRT** mettront à disposition suffisamment de **réserves** de puissance active pour maintenir constamment les **transferts d'énergie** transfrontaliers totaux aux valeurs programmées et la fréquence dans la **zone synchrone** à la fréquence nominale, selon les principes de partage et en tenant compte de l'évolution des **zones synchrones**.

OC 3.4.1.2 Les **réserves** et leurs caractéristiques (par exemple en termes de rapidité et de durée) doivent viser à maîtriser autant que possible les objectifs de qualité de la fréquence.

OC 3.4.1.3 Les **objectifs de qualité de la fréquence** et la contribution du quota pro pour faire face aux écarts de fréquence sont calculés pour chaque zone de manière coordonnée. Le **WG2** est le **groupe de travail** de coordination pour cette activité. Les paramètres et **valeurs de référence** sont fournis à la section OC 12 ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.

OC 3.4.1.4 Les articles suivants contiennent des prescriptions en termes de critères par défaut de dimensionnement des **réserves**, sans préjudice des différentes solutions convenues et formalisées par écrit dans la même **zone synchrone**.

Les **GRT** devront mettre la **TRM** en réserve afin d'engager les réserves sans provoquer de surcharges aux frontières.

OC 3.4.1.5 La précision des mesures de la fréquence et des liaisons à travers toutes les frontières des **zones de réglage** doit être la même et déclarée. **Les valeurs de référence** sont données en OC 12 ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.

OC 3.4.2 *Réserve primaire*

OC 3.4.2.1 Le besoin total de **réserve primaire** dans chaque **zone synchrone** ne doit pas être inférieur au déséquilibre de puissance active causé par le plus grand incident unique (incident de référence) dans les deux directions : perte d'entrée et perte de sortie.

OC 3.4.2.2 L'**incident de référence** détermine également l'écart maximal de fréquence instantané, qui est le seuil de référence au-dessus duquel l'**UfLS** n'est pas autorisé. Les valeurs de référence sont fournies à la section OC 12 ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.

OC 3.4.2.3 Chaque **GRT** contribue à la répartition au prorata des déséquilibres dans la **zone synchrone** sur la base de la production électrique moyenne de l'**État membre** divisée par la production moyenne de la **zone synchrone**. Le **WG2** coordonnera le calcul de la part de chaque **État membre** pour chaque zone synchrone à intervalles réguliers (6 à 12 mois) sur la base de l'incident le plus important susceptible de se produire dans la **zone synchrone** en tant qu'évènement unique. Des quantités additionnelles dans chaque **zone de réglage** sont autorisés pour tous les besoins internes (par exemple pour faire face à l'**îlotage**).

OC 3.4.2.4 En alternative, les parts de la **réserve primaire** peuvent être basées sur la **production maximum**.

OC 3.4.2.5 Les **GRT** de la même **zone synchrone** et se référant à la même **RCE** peuvent convenir de critères de partage et de parts différents.

OC 3.4.2.6 La **réserve primaire** doit répondre aux écarts de fréquence sans délais intentionnels et de manière à activer la totalité de la puissance en 30 secondes. La pleine puissance doit être fournie pendant au moins 15 minutes. En cas de déviations d'une durée supérieure à 15 minutes, les **GRT** ne réduiront pas leur contribution volontairement.

L'adoption d'une bande morte est une pratique courante pour limiter l'activation du **réglage primaire**. **Les valeurs de référence** sont données en OC 12 ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.

OC 3.4.2.7 À la déviation de fréquence maximale en régime permanent, toute la **réserve primaire** doit être activée. Chaque **GRT** doit vérifier les régulateurs de vitesse du **parc de production** dans sa **zone de réglage**.

OC 3.4.2.8 Au sein de la **zone de réglage**, chaque **GRT** contribue avec une part minimale calculée comme le produit de la **réserve globale de réglage primaire** d'une **zone synchrone**, multipliée par un **facteur de contribution** (c_i), lequel est le rapport entre l'énergie produite dans une **zone de réglage** et l'énergie totale produite dans la **zone synchrone** durant la période considérée. Les **GRT** au sein du **WG2** peuvent convenir d'une durée minimum différente de **réglage primaire** et/ou de le différencier par technologie ou source. Les **valeurs de référence** sont données en OC 12 ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.

OC 3.4.2.9 Les valeurs par défaut, incluant la quantité de **réserve primaire** pour les besoins internes, pourraient être d'environ 2 à 3 % de la **production** totale, réparties uniformément entre les **parcs de production**. En cas de pénétration importante des **EnR** (technologie inversée non-régulante), ce pourcentage pourrait représenter 5 % de la **puissance nominale** des unités de production d'électricité de régulation conventionnelles.

OC 3.4.3 *Réserve secondaire*

OC 3.4.3.1 Conformément au principe selon lequel chaque **GRT** d'une **zone synchrone** utilise toutes les ressources internes pour éviter la propagation au reste des **États membres interconnectés** de toute éventualité survenue dans son **système électrique**, la réserve secondaire du **GRT** en question devra :

- a) Être suffisante pour remplacer le montant des déséquilibres causés par la perte de **production** ou prévoir des erreurs de **charge** dans sa **zone de réglage**.
- b) Rétablir la fréquence dans la **zone synchrone** à ses valeurs nominales.

OC 3.4.3.2 Les **GRT** d'une même **zone synchrone** conviennent des méthodes de calcul des montants minimums des **réserves secondaires** que chaque **GRT** est tenu de mettre à disposition. En cas de non-accord, ils fixent l'objectif de disposer de ressources suffisantes à au moins 99,9 % du temps. Une méthode intégrale de convolution consolidée entre l'erreur de prévision de la **charge** et la probabilité d'indisponibilité de la **production** devrait être adoptée dans un tel cas.

En cas de manque de données (par exemple, le taux de défaillance de la **production** ou les statistiques sur la **charge**), des formules empiriques peuvent être adoptées. En aucun cas, la **réserve secondaire** ne doit être inférieure à la **puissance nominale** de la plus grande **unité de production d'électricité** de la **zone de réglage**.

OC 3.4.3.3 Les valeurs par défaut dépendent du délai de la prévision. À proximité du temps réel, l'**indisponibilité** de la plus grande unité pourrait suffire, tandis que le jour précédent, l'incertitude de la **prévision de la charge** et des **EnR** pourrait augmenter jusqu'à 5 % de la charge de pointe, si elle est supérieure à la **puissance nominale** de la plus grande **unité de production d'électricité** dans la **zone de réglage**.

OC 3.4.3.4 Les **GRT** contrôlent l'utilisation des ressources de la **réserve secondaire** au moyen d'un système automatique de **réglage Fréquence-Puissance**. Dans des cas particuliers uniquement, la **réserve secondaire** peut être effectuée manuellement. Les **GRT** doivent donc adopter un système coordonné de réglage automatique de la production comprenant un régulateur central dans le **SCADA**, des liaisons de télécommunication entre le régulateur central et les régulateurs à bord de l'**unité de production d'électricité**. Si, malgré l'épuisement de la **réserve secondaire**, l'**ACE** reste trop élevée, les **GRT** peuvent mettre en place des charges interruptibles manuelles ou des retours de **production**.

OC 3.4.3.5 Le **LFC** doit être de type proportionnel - intégral piloté en entrée par l'**ACE** - c'est-à-dire une combinaison linéaire de l'écart de fréquence du système et de l'écart de puissance, conformément à ce qui suit :

$$ACE = \Delta P + k \Delta F$$

OC 3.4.3.6 En 30 secondes, le **LFC** doit commencer à réduire jusqu'à zéro l'**ACE** dès que possible mais pas au-delà de 15 minutes sans dépassement.

OC 3.4.3.7 Le temps de cycle du **LFC** doit être réglé entre 1 et 5 secondes.

Le **facteur-K** est calculé sur une base régulière (6 – 12 mois), en pourcentage de l'énergie de régulation de la **zone synchrone**. Les **États membres** d'une même zone synchrone se coordonnent pour partager les algorithmes à adopter, les données et les calculs à approuver. À moins que les **GRT** appartenant à la même **zone synchrone** ne conviennent d'un calcul différent,

le **facteur-k** pour chaque **zone de réglage** i est le produit du **facteur de contribution** c_i multiplié par l'**énergie réglante globale de réseau**.

OC 3.4.3.8 La part et les paramètres différents font l'objet d'un accord entre les **GRT** au sein du **WG2** ou de la **zone synchrone**.

OC 3.4.3.9 L'**AGC** doit **permettre les modes de réglage spéciaux suivants** (en conformité avec les politiques de l'UCTE⁵), par exemple :

- a) *Mode de contrôle de fréquence, c'est-à-dire que l'opérateur n'active pas le Δ composant P de l'ACE ;*
- b) *Mode de contrôle de la ligne de liaison, c'est-à-dire que l'erreur de contrôle de fréquence n'est pas incluse dans l'ACE ;*
- c) **État de contrôle gelé**, aucun point de consigne du **réglage secondaire** n'est activé et aucune **ACE** n'est contrôlée jusqu'à ce que le mode d'exploitation normal soit réactivé ;
- d) *État de réglage arrêté*, à savoir que dans des conditions extrêmes, le système **AGC** est désactivé et les points de consigne sont réinitialisés.

OC 3.4.4 **Réserve tertiaire**

OC 3.4.4.1 La taille de la **réserve tertiaire** est du même ordre de grandeur que la **réserve secondaire** (au moins la plus grande perte de puissance), étant utilisée pour le remplacement lorsque les pannes de **production** ou les erreurs de prévision durent plus d'un temps donné et que l'ACE ne peut être réduite à zéro. La **réserve tertiaire** est activée par la reprogrammation de la production dans une **zone de réglage** où les ressources de régulation sont épuisées ou la charge a été réduite. La **réserve tertiaire** peut être partiellement ou totalement fournie par des unités non-rotatives. Pour les unités non-rotatives, un mélange d'unités avec des temps de démarrage entre 30 minutes et 6 heures est recommandé. Les exigences minimums des LFC sont susceptibles d'être adaptées par des accords au niveau de la **zone synchrone** et gérées par le **RCE**.

OC 3.5 Réglage de tension et puissance réactive aux frontières

OC 3.5.1.1 La tension sur les bus du **réseau pertinent** doit être réglementée selon une marge de ± 5 % par rapport aux tensions nominales. Exceptionnellement et pour les courtes durées inférieures à 30 minutes, les **GRT** voisins doivent

⁵ L'UCTE a été créée en 2000 en tant que spin-off de l'UCPTE et dissoute en 2008.

accepter des marges plus élevées entre $\pm 10\%$, à moins que les **Codes de réseau nationaux** ne prescrivent des valeurs différentes.

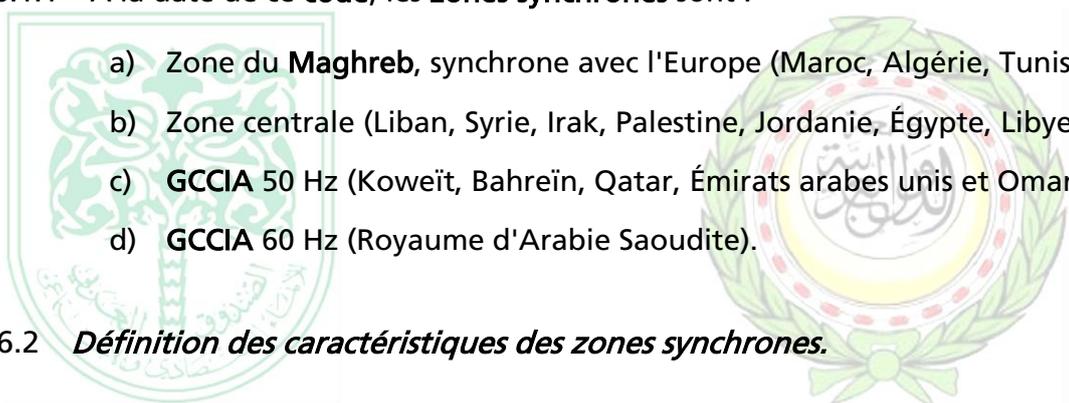
OC 3.5.1.2 Les **GRT** voisins limitent les flux de puissance réactive transfrontaliers afin d'éviter une réduction potentielle de la **NTC** due à un excès de facteur de puissance.

OC 3.5.1.3 En cas d'adoption de transformateurs déphaseurs dans le **réseau pertinent**, la position de la prise du transformateur doit être convenue entre les GRT et son utilisation comme **action corrective** doit être indiquée.

OC 3.6 Zones synchrones

OC 3.6.1 *Identification des zones synchrones*

OC 3.6.1.1 À la date de ce **code**, les **zones synchrones** sont :

- 
- a) Zone du **Maghreb**, synchrone avec l'Europe (Maroc, Algérie, Tunisie).
 - b) Zone centrale (Liban, Syrie, Irak, Palestine, Jordanie, Égypte, Libye).
 - c) **GCCIA 50 Hz** (Koweït, Bahreïn, Qatar, Émirats arabes unis et Oman).
 - d) **GCCIA 60 Hz** (Royaume d'Arabie Saoudite).

OC 3.6.2 *Définition des caractéristiques des zones synchrones.*

OC 3.6.2.1 L'identification des paramètres fondamentaux affectant le comportement correct des **zones de réglage** interconnectées pour former une **zone synchrone**, est cruciale lorsque la régulation de fréquence, les échanges de puissance et les **Plans de défense** sont en jeu. La définition de ces paramètres doit refléter les particularités de chaque **zone synchrone** et les **GRT** doivent coopérer à cette fin. OC 12 ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE résume et suggère les principaux paramètres et certaines **valeurs de référence** utiles pour définir de manière coopérative le **réglage automatique de la production**, les **réserves d'exploitation** et l'**UFLS**. Les **États membres** déploieront leurs meilleurs efforts pour adapter les principes exprimés dans ce **code** aux particularités des (4) quatre **zones synchrones** considérées dans ce **code** (ex : MAGHREB, Zone centrale, GCCIA 50 Hz, et GCCIA 60 Hz).

OC 3.6.2.2 Le contrôle du temps est traité dans le **Code de programmation et de dispatching**.

OC 4 PROTECTION DU RESEAU ET PLANS DE DEFENSE

J. Pour les mêmes raisons que celles exposées au chapitre 0, le maintien de l'**interconnexion internationale** devient plus complexe qu'auparavant lorsque des défauts ordinaires ou des contingences complexes se produisent. Des règles strictes de coordination des outils automatiques de protection et de contrôle sont la meilleure garantie pour soutenir les **États membres** d'une même **zone synchrone** et être soutenu par les **GRT** voisins.

OC 4.1.1 Chaque **GRT** devrait s'aligner sur les mêmes normes de protection en ce qui concerne l'ensemble du système et devrait transférer les obligations relatives aux exigences à ses **utilisateurs du réseau de transport**. Les **GRT des États membres interconnectés** stipulent, pour chaque ligne de raccordement, un **Accord de raccordement (CA)** réglementant, entre autres, la gestion de la protection.

OC 4.1.2 Ce **code** prescrit les exigences minimums du système de protection en laissant leur application à la responsabilité des **GRT**.

OC 4.2 Protection contre les incidents

OC 4.2.1 Le temps d'élimination des défauts est le minimum entre les exigences prescrites dans les **Codes de réseau nationaux** des **GRT** d'une **zone synchrone**. Les **GRT** spécifient les temps de compensation avec et sans défaillance de disjoncteur qui ne doivent pas dépasser 80 et 300 millisecondes, 120 et 400 millisecondes pour les réseaux de transport EHV pour les réseaux HV respectivement.

OC 4.2.2 La sélectivité doit être garantie. Les protections contre les incidents de barres omnibus et de disjoncteurs sont prescrites aux postes d'envoi et de terminaison des lignes d'interconnexion.

OC 4.2.3 La redondance doit être prescrite par une sauvegarde ou un *main 1*, un *main 2* au niveau local et à distance pour faire face aux défaillances de tout ouvrage de la chaîne du système de protection local. Un délai intentionnel de 300 à 500 millisecondes doit être accordé pour permettre la meilleure sélectivité possible.

OC 4.2.4 Les fonctions de réenclenchement automatique sont recommandées. Les accords seront conclus au cas par cas et signalés dans l'**Accord de raccordement** en tenant compte du nombre de prises, de poteaux (triples ou simples) et de

l'adoption à proximité des **unités de production d'électricité**, conformément aux **Codes de réseau nationaux** respectifs.

OC 4.2.5 Le **réseau pertinent** doit être au même niveau de norme de protection adopté pour les lignes de raccordement.

OC 4.3 Coordination du Plan de défense

OC 4.3.1 Les **Plans de défense** sont définis comme les actions de contrôle exclusivement destinées à limiter les conséquences de perturbations majeures dont la gravité dépasse les effets des **aléas normaux** de la **Liste des aléas**, et impossibles à prévenir en **état normal**. Les **GRT** sont responsables de la conception, du contrôle et de l'application des **Plans de défense**. En particulier, personne d'autre que le **GRT** concerné n'est autorisé à ordonner la **reconstitution des charges** après l'activation du **Plan de défense**.

OC 4.3.2 Aucune utilisation des **Plans de défense** autres que ceux énumérés ci-dessus devraient être autorisés (par exemple pour augmenter la **capacité de transfert**).

OC 4.3.3 La nécessité de la coordination des **Plans de défense** repose sur le fait que

- a) Leur **exploitation** crée des déséquilibres susceptibles d'affecter négativement le fonctionnement d'un ou plusieurs **GRT** d'une même **zone synchrone**.
- b) Il peut être nécessaire d'équiper les lignes d'interconnexion avec des dispositifs spéciaux qui doivent être préalablement autorisés et convenus également en termes de politiques de déclenchement de ligne.
- c) En vertu du principe de solidarité, comme la régulation pour les événements ordinaires, le **délestage** sensible à la fréquence doit également être partagé entre les **GRT** d'une **zone synchrone** donnée.
- d) Tous les **GRT** d'une **zone synchrone** doivent être informés des effets potentiels des **Plans de défense** également au sein d'autres systèmes.

OC 4.3.4 Conformément au principe selon lequel aucun **GRT** ne peut causer de dommage à un autre membre de l'**interconnexion internationale**, certaines des

prescriptions ci-dessous visent à protéger l'**interconnexion internationale** contre les dysfonctionnements.

- OC 4.3.5 Dans les applications d'évaluation de la sécurité, les **Plans de défense** doivent être simulés pour évaluer leur efficacité à limiter les conséquences des **alés exceptionnels** et **hors dimensionnement**.
- OC 4.3.6 En cas de manque de ressources disponibles pour les **Plans de défense**, si les simulations montrent leur inefficacité dans l'**exploitation** quotidienne, les **GRT** sont tenus d'informer les autres **GRT** de la **région/zone synchrone** et sont autorisés à prendre des mesures, y compris la réduction des **transferts d'énergie** aux frontières.
- OC 4.3.7 Tout système dédié à la défense du **système électrique du PAEM** doit être vérifié dans son adéquation et testé tous les 1 ou 3 ans.

OC 4.3.8 Les applications suivantes sont définies **Plans de défense** :

- a) **WAPS (dispositifs de protection spéciaux, également appelés programmes de protection spéciale)** pour contrôler la surcharge des lignes.
- b) **UfLS (délestage de charge sur fréquence basse)**, la charge délestée par des écarts de fréquence.
- c) **UVLS (délestage de charge sur tension basse)**, la charge délestée par des tensions dans des conditions proches de l'effondrement de la tension.
- d) **PSS (stabilisateur de puissance)** pour amortir les problèmes de stabilité dynamique.
- e) Délestage manuel.
- f) **Réseau séparé** pour séparer les parties saines du reste des systèmes électriques.

OC 4.3.9 *Wide Area Protection Systems (WAPS) - Dispositifs de protection spéciaux*

OC 4.3.9.1 Les **WAPS** sont des systèmes de contrôle automatique déclenchés par des aléas spécifiques et agissant directement sur la topologie du **réseau de transport**, sur la **charge** ou sur la **production**, séparément ou en combinaison.

OC 4.3.9.2 Les **WAPS** sont autorisés s'ils sont conçus et réalisés dans le respect d'exigences strictes en matière de fiabilité (disponibilité en cas de besoin) et de sécurité (absence d'**exploitation** en cas d'inutilité).

OC 4.3.9.3 Les **WAPS** coordonnés entre **GRT** voisins sont autorisés s'ils poursuivent l'objectif de préserver l'intégrité des **interconnexions internationales** contre des **aléas exceptionnels** et **hors dimensionnement**. Le cas typique est celui du **délestage** interruptible pour éviter qu'une ligne ne se déclenche pour cause de surcharge.

OC 4.3.9.4 Compte tenu de l'effet dévastateur que pourrait avoir un mauvais fonctionnement du **WAPS**, les **GRT** doivent :

- a) Appliquer des procédures strictes pour surveiller et autoriser l'état d'activation/désactivation d'un **WAPS** dans le **SCADA**.
- b) Prescrire l'adoption d'avertissements dans les postes, à bord de la cellule où sont installés les **WAPS** et les circuits.

OC 4.3.9.5 Si les effets d'un **WAPS** modifient les **transferts d'énergie** transfrontaliers, son schéma doit être coordonné avec le **LFC** et accepté par tous les **GRT** de la **zone synchrone**.

OC 4.3.9.6 Les événements survenant dans le **système électrique** d'un **État membre** qui déclenchent l'exécution d'un **WAPS** ne doivent jamais entraîner un délestage de la **charge** ou une reprise de la **production** dans le **système électrique** d'un autre **GRT** (ou provoquer des déséquilibres), sauf si des accords spécifiques et clairs sont signés.

OC 4.3.9.7 La position des disjoncteurs et des interrupteurs est rendue visible et disponible à distance sur demande des **GRT** voisins qui souhaitent associer un **WAPS** à la topologie du **réseau de transport** des **États membres interconnectés**.

Dans ce cas, le contrôle de la maintenance et les précautions à prendre pour éviter un fonctionnement indésirable des **WAPS** doivent être garantis, et des accords spécifiques doivent être signés et joints à l'**Accord de raccordement**.

OC 4.3.9.8 La responsabilité incombe au **GRT** qui conçoit, propose et gère les **WAPS** relevant de sa compétence.

OC 4.3.9.9 Les actions sur les **unités de production d'électricité** peuvent être de type *run-back* ou *tripping*. Dans les deux cas, les temps de réaction des unités de production d'électricité doivent se référer à l'**Accord de raccordement** entre le **GRT** et le **propriétaire de l'installation de production d'électricité**.

OC 4.3.9.10 Les programme **WAPS** sont confidentiels mais partagés entre les **GRT** pour des simulations dynamiques correctes.

OC 4.3.10 *Délestage de charge sur fréquence basse (UfLS)*

OC 4.3.10.1 Les seuils de fréquence à régler sur les relais de fréquence doivent se situer dans les limites de fréquence convenues et mises en œuvre par les GRT de la même zone synchrone. La quantité totale de **charge** disponible pour être délestée doit être répartie entre un certain nombre d'opérations visant à contenir la décroissance de fréquence sans provoquer de dépassement. OC 12 ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE donne des **valeurs de référence** adoptables, sauf si des études spécifiques fournissent d'autres valeurs. Les installations de stockage d'énergie peuvent être délestées avant d'atteindre la première limite de fréquence.

OC 4.3.10.2 L'**UfLS** doit être mis en œuvre dans l'ordre suivant : le stockage d'énergie en premier, puis la **charge** interruptible, la **charge** industrielle et la **charge** résidentielle en dernier.

OC 4.3.10.3 Les installations essentielles comme les hôpitaux, les installations de protection civile et militaire, mieux définies par les autorités publiques nationales, ne devraient jamais être soumises à l'**UfLS**.

OC 4.3.10.4 Au moins 50-60 % de la **charge** de pointe doit être disponible pour les **UfLS**, y compris le quota pour les besoins nationaux internes, sauf en cas de problèmes de surtension. La **charge** dédiée aux **Plans de défense** coordonnés d'une **zone synchrone** doit être au moins comprise entre 40 et 50 % de la **charge** de pointe.

La quantité totale de cette **charge** sera répartie de manière quasi uniforme entre les étapes, sans préjudice d'études plus précises, réalisées conjointement au niveau de la **zone synchrone**.

OC 4.3.10.5 Lors du dimensionnement et de la conception du plan **UfLS**, les fractionnements probables du système doivent être pris en compte comme des événements à gérer.

OC 4.3.10.6 La part de la **charge** disponible pour le délestage en cas de baisse généralisée de la fréquence doit être proportionnelle à la **charge** de pointe de l'**État membre**.

OC 4.3.10.7 Les seuils de fréquence peuvent être différenciés **GRT** par **GRT** en fonction de l'inertie de chaque zone et des divisions du **réseau de transport** prises en compte.

OC 4.3.10.8 Les plans **UfLS** doivent être révisés quand :

- a) de nouveaux **GRT** sont connectés à une **zone synchrone** ou deux ou plusieurs **zones synchrones** fusionnent ; et
- b) tous les trois (3) ans.

OC 4.3.10.9 Le **Plan UfLS** doit être conçu en tenant compte des priorités de la charge à délester (par exemple, le stockage en premier) et des objectifs. Le **Plan UfLS** par défaut suggéré est fourni à la section OC 12 ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE. Les valeurs fournies à la section OC 12 ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE se réfèrent à la fréquence nominale de 50 Hz. Concernant la **zone synchrone** de 60 Hz, les valeurs de fréquence doivent être adaptées au rapport 60/50.

OC 4.3.10.10 L'**UfLS** doit être sélectif. Pour ce faire, les circuits entraînés par le relais de fréquence doivent ouvrir les dispositifs d'alimentation MT. La conception de l'**UfLS** doit éviter le délestage de la **charge** mélangée à la **production** intégrée.

L'**UfLS** ne doit jamais délester les dispositifs d'alimentation indispensables au service auxiliaire des centrales électriques et des postes.

OC 4.3.10.11 Les **UfLS** doivent être bloqués lorsque les tensions atteignent un seuil supérieur donné afin d'éviter les surtensions dues à la chute soudaine de la **charge** dans le **réseau de transport** ou lorsque les tensions sont trop faibles afin d'éviter les fausses opérations. Ces seuils de blocage sont vérifiés par le **GRT** en tenant compte du type de relais et du site où il est installé. OC 12 Les **valeurs de référence** sont fournies en ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE.

OC 4.3.10.12 Le plan **UfLS** peut être mis en œuvre - sous la responsabilité du **GRT** pertinent -, en combinant les seuils de fréquence avec la dérivée de la fréquence afin d'anticiper le fonctionnement des relais au profit d'un confinement rapide de la fréquence.

OC 4.3.11 *Délestage de charge sous tension basse (UVLS)*

OC 4.3.11.1 Les **UVLS** pourraient être appliqués aux frontières pour empêcher la séparation de l'**interconnexion internationale** ou pour prévenir l'instabilité de la tension. Les **GRT** qui adoptent ou ont l'intention d'adopter le système **UVLS** à cette fin doivent en informer les **GRT** voisins. L'**UVLS** ne doit jamais fonctionner pour des tensions supérieures ou égales à 90 % des tensions nominales.

OC 4.3.12 *Stabilisateurs de puissance*

OC 4.3.12.1 Les **PSS** font partie des **Plans de défense** pour l'amortissement des oscillations à basse fréquence. Tous les **GRT** concernés effectuent des simulations pour réajuster les paramètres périodiquement ou avant qu'un nouveau système soit ajouté à une **zone synchrone** ou que deux **zones synchrones** soient fusionnées.

À cette fin, le **WG2** doit promouvoir des campagnes ad hoc, évaluer le temps nécessaire et la portée d'une procédure dédiée pour accomplir la tâche de révision. La procédure tient compte du temps nécessaire pour impliquer l'organisation des **GRT** et effectuer le travail technique de révision des paramètres.

OC 4.3.12.2 En cas d'épisodes mal amortis dans une **zone synchrone**, les **GRT** doivent immédiatement demander des actions au sein du **WG2**.

OC 4.3.13 *Délestage manuel*

OC 4.3.13.1 Les **GRT** doivent disposer d'un plan de **délestage** manuel, géré à distance. Le **délestage** manuel peut chevaucher le plan **UfLS**. La quantité de la **charge** totale soumise manuellement ou automatiquement au délestage ne doit pas être inférieure à 90 % de la charge de pointe.

La pratique du **délestage** manuel peut compléter les **Plans de défense** dans :

- a) Équilibrer le **système électrique** en cas de surcharges d'**urgence** et de secours.
- b) De manière tournante, pour partager l'inconfort en cas de coupures de courant d'une durée supérieure à la moyenne.

OC 4.3.14 Réseau séparé

J. Malgré le principe de solidarité et les engagements de soutien mutuel, lorsque des perturbations majeures pourraient conduire une **zone synchrone** à un black-out total, le principe de ne pas propager la perturbation en dehors de la frontière devrait prévaloir.

OC 4.3.14.1 Un **réseau séparé** est la séparation contrôlée d'une zone du reste du **système électrique** interconnecté. Ce genre de **Plan de défense**, le cas échéant, doit être considéré comme le dernier recours pour protéger le système contre la panne totale et disposer de ressources prêtes pour réactiver immédiatement les parties adjacentes défectueuses du **système électrique**.

OC 4.3.14.2 Les exigences minimales suivantes doivent être garanties :

- a) Son déclenchement et son **fonctionnement** sont automatiques
- b) La détection des conditions de l'**îlotage** doit être fiable (par ex. relais hors phase) et partagée dans le **WG2**.
- c) La partie du système à isoler ne doit pas traverser la frontière. Les points de séparation doivent être aux **points de raccordement** des lignes d'interconnexion ou de tout autre **élément** de liaison transfrontalier.
- d) Les bords où couper l'**île** doivent être bien définis et stables du point de vue topologique (par exemple, les systèmes étirés s'adaptent mieux à l'**îlotage** que ceux maillés en raison du nombre de disjoncteurs à contrôler et à ouvrir.
- e) L'**île** sera robuste et, en moyenne, bien équilibrée (ni excédent ni déficit important).
- f) Les **unités de production d'électricité** du **réseau séparé** doit avoir une capacité élevée de régulation de la fréquence et de la tension.

OC 4.3.14.3 Le système de protection déclenchant la procédure de **réseau séparé** et les capacités de régulation fournies par les **unités de production d'électricité** doivent être testés périodiquement.

OC 4.3.14.4 Les **GRT** incluant des stratégies de **réseau séparé** doivent informer les autres **GRT** de l'éventuel déséquilibre maximum créé par l'isolement du **réseau séparé**.

OC 4.4 Plans de reconstitution

OC 4.4.1 Chaque **GRT** membre d'une **zone synchrone** ou d'une **région** est tenu d'avoir des **Plans de reconstitution**.

Le **plan de reconstitution** doit être :

- a) Décrit en détail dans des documents classifiés.
- b) Avec un rôle clair attribué à chaque **utilisateur de réseau de transport**.
- c) Avec des conditions de coopération convenues avec les **GRT** voisins.
- d) Périodiquement testé.

OC 4.4.2 La priorité de la stratégie et des pratiques de **reconstitution** doit être de mettre sous tension les barres omnibus et la **charge domestique des unités de production d'électricité** aussi rapidement que possible.

OC 4.4.3 En cas de réalimentation en énergie à partir de l'étranger, les **GRT** concernés doivent déployer leurs **meilleurs efforts** pour coopérer à la conception des procédures, à leur test et à leur exécution en cas de besoin.



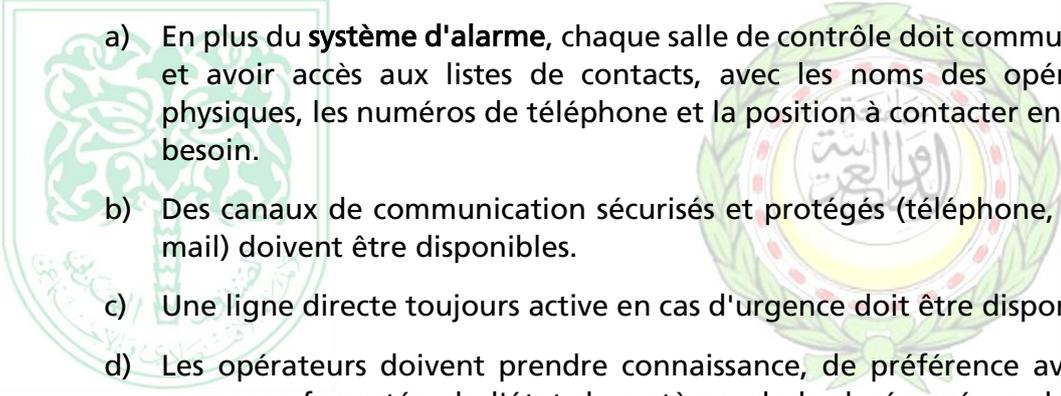
OC 5 URGENCE ET RECONSTITUTION

J. La solidarité et les avantages opérationnels dans l'accélération du service trouvent une application concrète dans la **reconstitution**. La **reconstitution** pourrait signifier en fait la récupération des **charges** internes et la reconnexion avec le reste de la **zone synchrone**. Pour être préparé et faire face à des événements indésirables rares mais possibles, l'expérience, les simulations communes et la formation devront être jointes.

OC 5.1 Signalement des urgences

OC 5.1.1 Les termes de la coopération s'inspirent d'abord du sens de la solidarité, mais les modalités et les limites de la coopération sont convenues concrètement dans des procédures spécifiques et des accords multilatéraux entre les **États membres**.

OC 5.1.2 Les procédures et outils d'alerte visent à diffuser les connaissances sur l'état de la **zone synchrone** parmi tous les **GRT** des **États membres interconnectés**, de manière rapide et sûre. À cet effet :

- 
- a) En plus du **système d'alarme**, chaque salle de contrôle doit communiquer et avoir accès aux listes de contacts, avec les noms des opérateurs physiques, les numéros de téléphone et la position à contacter en cas de besoin.
 - b) Des canaux de communication sécurisés et protégés (téléphone, fax, e-mail) doivent être disponibles.
 - c) Une ligne directe toujours active en cas d'urgence doit être disponible
 - d) Les opérateurs doivent prendre connaissance, de préférence avec des messages formatés, de l'état du système, de la durée prévue de l'état d'**urgence** et de la demande de support.
 - e) Faciliter la gestion de crise en évitant au moins que les actions involontaires d'un **GRT** puissent aggraver l'état d'un système électrique d'un autre **État membre**.

OC 5.1.3 La conférence permanente ouverte en cas de crise entre tous les **GRT** d'une même **zone synchrone** doit être une pratique courante, préalablement convenue dans les modalités et testée périodiquement.

OC 5.2 Coopération en cas d'urgence pour sauvegarder le système

- OC 5.2.1 Les termes de la coopération s'inspirent d'abord du sens de la solidarité, mais les modalités et les limites de la coopération sont convenues concrètement dans des procédures spécifiques et des accords multilatéraux entre les **États membres**.
- OC 5.2.2 Si un ou plusieurs **GRT** se trouvent en **état d'alerte** ou d'**urgence** et que leurs ressources ne sont plus suffisantes pour faire face à la situation, les autres **GRT** connectés doivent coopérer pour éviter que la situation ne s'étende jusqu'à l'effondrement.
- OC 5.2.3 Le soutien des **GRT** est obligatoire pour autant que les **GRT** aient préalablement accepté, préparé et éventuellement testé des actions et des plans définis.
- OC 5.2.4 Outre l'engagement de préserver autant que possible l'intégrité de l'**interconnexion internationale**, la gestion des fréquences est cruciale pour contenir le risque de détérioration.

OC 5.3 Coopération lors de la reconstitution pour récupérer la fonctionnalité du système

J. Le respect des normes de sécurité a une incidence sur la réduction des risques et doit être poursuivi de manière systématique. En cas d'**aléas hors dimensionnement**, après l'activation du **Plan de défense** et la stabilisation du **système électrique**, la contribution fondamentale à la résilience est apportée par l'application de procédures de **reconstitution** rapides et bien préparées.

- OC 5.3.1 Les **GRT** sont obligés de coopérer entre eux si les procédures de remise sous tension sont convenues, bien préparées et testées périodiquement.
- OC 5.3.2 Dans le choix de la stratégie de réalimentation en énergie, les **GRT** tiennent compte de ce qui suit :
- Le succès de la stratégie descendante dépend de la disponibilité de la capacité de transport des lignes de raccordement transfrontalières, des marges de réserve des **GRT** qui dirigent la **reconstitution** et de leur capacité à communiquer.
 - Le succès de l'approche ascendante dépend de la disponibilité des ressources internes pour le démarrage à froid, la capacité de régulation de la tension et de la fréquence, la capacité de gestion de la **charge**. Cette stratégie implique d'autres **GRT** dans la dernière phase de la resynchronisation.

OC 5.3.3 La conception des séquences de réalimentation en énergie doit répondre aux critères suivants :

a) En ce qui concerne la gestion des fréquences :

- i. Les **responsables de la fréquence** doivent être choisis dans les deux cas : (A) *Déviaton de fréquence* si le **système électrique** est connecté et que la fréquence est en dehors de ± 200 mHz pendant plus d'une minute ou (B) *Situation de fractionnement 2* ou plusieurs portions de la **zone synchrone** fractionnée.
- ii. Les **responsables de la fréquence** peuvent être plus d'un si les résultats du **système électrique** sont divisés en plus de deux **réseaux séparés**.
- iii. Le **responsable de la fréquence** fait passer le **réglage secondaire** en mode de **réglage primaire**, tandis que les autres **GRT** gèlent le **réglage secondaire** et déplacent manuellement les points de consigne des **unités de production d'électricité**, sous les directives du **responsable de la fréquence**, afin de rétablir rapidement la fréquence.
- iv. Dans le cas (A), le **responsable de la fréquence** termine la **reconstitution** jusqu'à ce que le **réglage secondaire** soit réactivé.
- v. Les **responsables de la fréquence** doivent être choisis parmi ceux :
 - avec le facteur k le plus élevé du régulateur **LFC** ;
 - avec une grande quantité de **réserve** qu'il peut mobiliser ;
 - avec suffisamment de marges sur les lignes ;
 - avec visibilité des fréquences des autres **GRT**.

b) En ce qui concerne la resynchronisation de la zone fractionnée :

- i. Dans le cas (B) *Situation de fractionnement*, lorsque les conditions le permettent, la resynchronisation de toutes les zones fractionnées doit être effectuée. Cela se fait deux portions fractionnées par deux. Pour chaque couple de portions, un **responsable de la resynchronisation** est sélectionné entre les deux **responsables de la fréquence** des deux couples de zones à resynchroniser.
- ii. Les **responsables de la resynchronisation** jouent le rôle de coordination des **responsables de la fréquence** et doivent être choisis parmi ceux :
 - qui ont des postes sous leur responsabilité ;
 - qui sont capables d'acquérir la fréquence et les tensions des zones à resynchroniser.

c) Jusqu'à ce que le retour au mode normal **LFC** est atteint :

- i. Une fois que toutes les zones divisées sont resynchronisées, la **zone synchrone** est restaurée, la fréquence est revenue dans les ± 200 mHz, le dernier **responsable de la fréquence** donne le feu vert pour la reconstitution du **LFC**.
- ii. Le **responsable de la fréquence** est le dernier à passer au **LFC** normal.

OC 6 ÉCHANGE DE DONNEES, DE DOCUMENTS ET D'INFORMATIONS

J. Rappporter l'analyse des faits et chiffres d'**exploitation** n'est pas un exercice de communication médiatique. C'est l'occasion de saisir les expériences communes en matière de données, l'interprétation des causes profondes des événements et les éléments quantitatifs utiles à l'amélioration de l'**exploitation**. Les statistiques sont un héritage important de l'**exploitation** au jour le jour pour les choix et les décisions à venir.

OC 6.1.1 Les règles générales applicables aux **échanges de données**, aux formats et aux supports sont indiquées dans le **Code d'échange de données**. Ci-après, les recommandations sur les rapports et les statistiques sont réglementées.

OC 6.2 Rapport d'exploitation annuel

OC 6.2.1 L'objectif du rapport annuel est de promouvoir la valeur de l'**interconnexion internationale** auprès des **États membres** et des entités extérieures en mettant en évidence les progrès réalisés au en termes d'**exploitation** et de marché.

OC 6.2.2 Nonobstant les politiques et les obligations de confidentialité, les **GRT** coopéreront pour publier régulièrement le **Rapport d'exploitation annuel** au niveau panarabe avec les informations relatives à la **zone synchrone** et aux **GRT isolés**. Le **Rapport d'exploitation annuel** doit être délivré au plus tard le premier trimestre de A+1 dans une version étendue à usage interne et une autre, réduite, à usage de relations presse.

Le **rapport d'exploitation** annuel traitera au moins des sujets suivants.

- a) Principaux faits et chiffres.
- b) **Charge** en énergie et électricité ;
- c) Montant échangé de **transferts d'énergie** frontière par frontière ;
- d) Bilans de production par source ;
- e) Progression de la pénétration des **EnR** ;
- f) Les faits et événements pertinents, y compris les troubles majeurs, gèrent les crises.
- g) Tout autre sujet dont les **GRT** pourront décider ensemble.

OC 6.2.3 Le **WG2** coordonne la collecte de données et l'activité de rédaction pour la publication d'un rapport trimestriel sur les échanges de fréquences et de puissance.

OC 6.3 Données pour l'analyse des erreurs

OC 6.3.1 Les défauts ordinaires sur les lignes d'interconnexion sont considérés comme des activités de routine réglementées par les **accords d'exploitation**.

En cas de perturbations importantes impliquant plus d'un **GRT**, il est recommandé au **WG2** de désigner une équipe d'enquête technique chargée de rédiger un rapport commun partagé. Pour cela, les **GRT** échangeront des données à des fins d'analyse dans le format et le niveau de détails demandés par ladite équipe.

Ce rapport doit analyser au moins :

- a) Conditions préalables à l'erreur.
- b) Erreur de création et son évolution.
- c) Comportement en termes de protection et **Plan de défense**.
- d) Comportement des opérateurs.
- e) Causes profondes et leçons apprises.

Le **Rapport d'exploitation annuel** reste interne et confidentiel et il est transmis aux **GRT** concernés pour les actions de leur compétence.

OC 6.4 Données pour les statistiques

OC 6.4.1 Les statistiques sont la base des prévisions tant dans l'**exploitation** que dans la planification. Les données historiques sont stockées dans la base de données commune et maintenues par les **GRT** eux-mêmes.

OC 6.4.2 La collecte de données statistiques est effectuée régulièrement et certifiée. Tout changement après la collecte doit être enregistré et approuvé.

OC 6.5 Documentation

OC 6.5.1 L'**Accord de raccordement** est le principal document technique nécessaire pour gérer en toute sécurité les installations de l'**interconnexion internationale**. Il

s'agit d'un document formel enregistré et toute modification de celui-ci doit être convenue à l'avance et correctement enregistrée.

OC 6.5.2 L'Accord de raccordement fait référence à une seule installation d'interconnexion internationale. Pour chacun d'entre eux, l'Accord de raccordement comprendra :

- a) toutes les données sur la propriété et l'identification du **point de raccordement**, c'est-à-dire l'interconnexion, y compris les postes d'envoi et d'arrivée ;
- b) les limites physiques (c'est-à-dire la propriété) et opérationnelles ;
- c) la liste des **ouvrages** ;
- d) toutes les caractéristiques nominales (physiques) d'un **élément** unique en régime permanent et en régime transitoire ;
- e) la certification de tous les tests passés lors de l'acceptation de l'installation par le fabricant au **GRT** ;
- f) les noms et les adresses du personnel, classés par poste et par rôle (par exemple, responsable, opérateur en équipe, etc.) présent dans le poste, ainsi que ceux du personnel des **Centres de contrôle nationaux** ;
- g) schéma unifilaire des postes comprenant la position des appareillages de commutation et des transformateurs de mesure ;
- h) le système complet de protection contre les erreurs ;
- i) les cartes de réglage des protections contre les erreurs ;
- j) automatismes ;
- k) **WAPS** (le cas échéant) ;
- l) l'équipement de comptage ;
- m) les règles de sécurité et les procédures de sécurité ;
- n) les responsabilités de maintenance.
- o) l'exploitation du **FACTS** ou des **systèmes CCHT** en termes de modes de réglage et de compensation de puissance réactive.

OC 6.5.3 Le schéma de protection complet établissant la coordination qui doit être effectuée conjointement, selon des procédures codées.

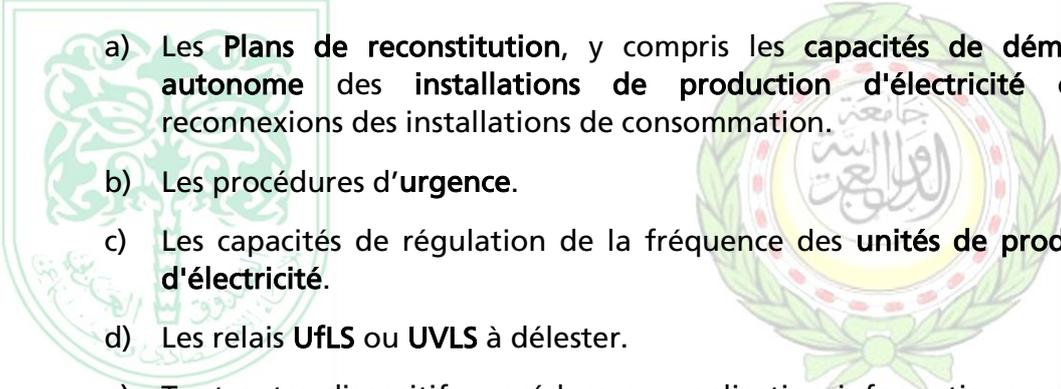
- a) Procédures de maintenance (quel type, périodicité, réparation et remplacement des appareils ou parties de ceux-ci).
- b) Test de protection à distance et location des canaux.

OC 7 TESTS ET SUIVI DES PERFORMANCES

J. Les tests périodiques sont cruciaux pour la fiabilité du **système électrique** panarabe. Il faut le rappeler et en faire une obligation traçable et transparente.

OC 7.1.1 Les engagements et les obligations que chaque **GRT** prend à l'égard des autres **GRT** interconnectés dépendent principalement de l'efficacité des machines, des équipements et des procédures des tiers de sa **zone de réglage**, appelés **utilisateurs du réseau de transport**. Afin d'aider les **GRT** à assumer leur propre responsabilité vis-à-vis de l'**exploitation** interconnectée, le présent **code** prescrit de se fier aux performances des **utilisateurs du réseau de transport** au moyen de tests périodiques réguliers. La fréquence, les modalités de test et en général le contrôle de la performance sont réglementés et organisés par les **GRT** selon les accords en vigueur.

OC 7.1.2 Nonobstant les règles des **Codes de réseau nationaux** respectifs en matière de contrôle de la performance, les **GRT** sont tenus d'effectuer ou de faire effectuer, par les **utilisateurs du réseau**, des tests périodiques sur les éléments suivants :

- 
- a) Les **Plans de reconstitution**, y compris les **capacités de démarrage autonome** des **installations de production d'électricité** et les reconnexions des installations de consommation.
 - b) Les procédures d'**urgence**.
 - c) Les capacités de régulation de la fréquence des **unités de production d'électricité**.
 - d) Les relais **UfLS** ou **UVLS** à délester.
 - e) Tout autre dispositif, procédure ou application informatique selon un plan de test que les **GRT** considèrent comme vital pour le **SoO**.
 - f) Les méthodes d'essai sont décidées et relèvent de l'entière responsabilité des **GRT**, lesquels feront un rapport périodique au **WG2** sur l'état d'avancement de ces essais.

OC 7.1.3 C'est une bonne pratique, recommandée par le présent **code**, que les **GRT** tiennent à jour des inventaires internes des **unités de production d'électricité** chargés de fournir des **capacités de démarrage autonome** et d'autres services de **reconstitution**. Les **GRT** doivent associer aux inventaires des registres dans lesquels les tests et leurs résultats doivent être enregistrés. Les **GRT** doivent limiter l'accès aux informations de ces registres.

OC 8 FORMATION ET CERTIFICATION

J. La tendance actuelle exige une formation continue et une certification des opérateurs. En particulier, la formation conjointe impliquant les **TSO** et **RCE** voisins est d'une importance capitale.

OC 8.1.1 La sélection et la formation du personnel qualifié approprié employé en tant qu'opérateurs dans les **Centres de contrôle nationaux** et dans la **planification de l'exploitation** relèvent de la responsabilité de chaque **GRT**, et sont nécessaires pour garantir l'**exploitation** correcte de l'**interconnexion internationale** par rapport au reste des **États membres** de celle-ci.

OC 8.1.2 Pour s'acquitter de ses obligations, le **GRT** doit fournir à ses opérateurs deux catégories de formation :

- a) la formation initiale du personnel nouvellement recruté ; et,
- b) la formation continue des personnes déjà en poste.

Les deux catégories concernent les thèmes interconnectés de l'**exploitation**.

OC 8.1.3 Les opérateurs doivent avoir un diplôme de technicien ou supérieur dans les matières liés au système électrique.

OC 8.2 Formation initiale

OC 8.2.1 Avant d'avoir accès à la salle de contrôle des **Centres de contrôle nationaux**, et d'assumer la responsabilité de l'**exploitation**, les candidats opérateurs doivent avoir :

- a) Passé avec succès les tests d'attitude psycho et physique.
- b) Assisté à des cours divisés en modules sur :
 - i. théorie de base sur les systèmes d'alimentation électrique;
 - ii. structure des **ouvrages** et des **systèmes électriques**, technologie des **systèmes CAHT** et **CCHT** ;
 - iii. la régulation, l'**interconnexion internationale** et les bases du contrôle du système électrique.
 - iv. méthodes d'analyse et de prévision du **réseau** ;
 - v. contrôle de tension et de la fréquence, protection et automatisme, **Plans de défense** ;
 - vi. procédures de la salle de contrôle;
 - vii. marché, dispatch économique ;
 - viii. sécurité, protection de l'environnement ;
 - ix. pratiques de contrôle et de surveillance ;

- c) Visites sur site des postes, lignes et autres **installations**.
- d) Sessions de formation sur simulateur (si disponible).
- e) Formation sur les outils disponibles en salle de contrôle.
- f) Formation sur le tas (poste d'observation) pendant six (6) mois au moins.

OC 8.2.2 Les simulateurs de formation doivent reproduire autant que possible l'environnement d'**exploitation** normal des salles de contrôle.

OC 8.2.3 Les **GRT** organisent des sessions de formation conjointes inter-**GRT** au moins entre les opérateurs des **GRT** voisins et les opérateurs des **entités de coordination régionales**.

OC 8.3 Formation continue

OC 8.3.1 La formation continue comprend les mêmes thèmes et modules que ceux appliqués à la formation initiale, en mettant davantage l'accent sur les dernières mises à jour et sur les points OC 8.2.1.b)-vi et OC 8.2.1.d) et en insistant sur les nouvelles technologies disponibles.

OC 8.3.2 Les **GRT** certifient leurs compétences, après leur avoir fourni des heures de formation sur les thèmes de l'**exploitation**. Le service des ressources humaines de l'entreprise des **GRT** enregistre le nombre d'heures de formation dispensées.

OC 8.3.3 Les **GRT** s'engagent à consacrer au moins 60 à 100 heures par an et par personne à des sessions de rafraîchissement et de mise à jour.

OC 8.3.4 Le cycle de formation devrait être de 2-3 ans.

OC 8.4 Formateurs/Formatrices

OC 8.4.1 Le bagage technique des formateurs doit être prépondérant, mais des éléments pédagogiques de base sont également nécessaires.

OC 8.4.2 Les formateurs sont sélectionnés en collaboration avec le département des ressources humaines, parmi les ingénieurs de l'entreprise **GRT**, les anciens

opérateurs, les opérateurs seniors et, si cela est jugé approprié, des experts externes.

OC 8.4.3 Des retours réguliers sur l'efficacité des processus de formation sont nécessaires.

OC 8.4.4 Un comité interne spécifique de la société **GRT** évaluera le personnel à la fin des cours de formation. Des évaluations périodiques pendant les cours de formation sont requises.

OC 8.4.5 Les formateurs, en collaboration avec le service dispatching et les HR, mettront en place un programme et le matériel pédagogique.

OC 8.5 Certification

OC 8.5.1 L'auto-certification délivrée par le **GRT** est préférable si l'entreprise opère en régime de qualité.



OC 9 CYBER-SECURITE

OC 9.1.1 Le **système électrique** en gros est considéré comme une infrastructure critique par les **États membres**. En tant que telle, la cyber-sécurité du **GRT** individuel de l'**interconnexion internationale** doit être conforme aux politiques nationales respectives et à leurs exigences en matière de confidentialité.

OC 9.1.2 En ce qui concerne l'infrastructure **ICT** commune adoptée pour l'échange de données en temps réel et le **processus de planification d'exploitation**, le **WG3** publiera des lignes directrices, notamment :

- a) L'auto-évaluation des capacités de vulnérabilité et de résilience prouvées par des tests de résilience.
- b) L'analyse des scénarios de menaces cybernétiques, l'évaluation des risques et les plans de sécurité.
- c) L'organisation des mesures d'atténuation physiques.
- d) Procédures de réponse aux attaques.

OC 9.1.3 Les **GRT** s'auto-certifient de l'application des exigences (approche globale) en matière de ségrégation physique et fonctionnelle et de contrôle d'accès aux structures et aux applications des infrastructures communes d'**exploitation**.



OC 10 RECOMMANDATION SUR LA SECURITE

OC 10.1.1 Le présent **code** n'a pas pour but de donner des règles de sécurité - qui sont un ensemble de règles approuvées pour un accès sûr aux postes, aux postes de sectionnement et aux autres **ouvrages du réseau de transport** et pour assurer la sécurité des travailleurs lorsqu'ils sont exposés aux dangers du travail sur le **réseau de transport** -, car il ne traite pas de l'**opération physique de l'interconnexion internationale**. La sécurité relève de la responsabilité des **GRT**. Les **GRT** sont tenus de les appliquer.

OC 10.1.2 En aucun cas, le **Code** :

- a) Ne remplace ni n'a l'intention de modifier les règles de sécurité en vigueur dans les **GRT** concernés.
- b) Peut être une induction directe ou indirecte pour enfreindre les règles et procédures de sécurité convenues au moment de l'intervention sur les interconnexions.

OC 10.1.2.1 La sécurité prévaut toujours sur toute autre question de l'**exploitation interconnectée**.

OC 10.1.2.2 En ce qui concerne le champ d'application, les recommandations de ce **Code** se limitent à la partie inter-sécurité de la discipline de sécurité et s'appliquent :

- a) à la protection contre les risques électriques ;
- b) aux **ouvrages** transfrontaliers du **réseau de transport** où au moins deux **GRT** sont impliqués ;
- c) dans les activités de maintenance et/ou de test.

OC 10.1.3 Les **GRT** voisins doivent se conformer aux procédures de sécurité et aux règles de sécurité de référence adoptées par l'**Accord de raccordement**. La procédure et les formulaires convenus pour cette interconnexion spécifique doivent également être joints. Ces mêmes documents doivent être convenus, mis à jour et notifiés aux personnes concernées par tout changement des règles et de la disposition des actifs.

OC 10.1.4 Ce **Code** recommande :

- a) La disponibilité de coordinateurs de sécurité (demande et mise en œuvre) pour tous les sites où des procédures de sécurité doivent être appliquées.
- b) L'autorisation formelle des coordinateurs de sécurité.
- c) Enregistrement codé et traçabilité des **précautions de sécurité** depuis les demandes jusqu'à l'annulation des **RISSP**.

- d) Identification sans ambiguïté des parties des postes faisant l'objet des **précautions de sécurité**.

OC 10.1.5 En **état d'urgence**, ce **Code** recommande :

- a) De signaler l'état des appareillages de commutation au coordinateur de la sécurité.
- b) De demander l'autorisation de restaurer les appareils.
- c) Les coordinateurs sécurité doivent respecter a).



OC 11 EXIGENCES RELATIVES A LA SYNCHRONISATION DES SYSTEMES ELECTRIQUES

J. Les exigences relatives à la connexion et à l'exploitation correctes des **interconnexions internationales** basées sur des **systèmes CAHT** entre deux ou plusieurs **systèmes électriques** asynchrones sont nécessaires pour vérifier et aligner les performances des **systèmes électriques** à interconnecter et prévenir les instabilités ou autres effets négatifs sur les **systèmes électriques**.

OC 11.1.1 Tandis que :

- a) La technologie du **système CCHT** permet de connecter deux **zones asynchrones** avec un problème limité de compatibilité d'**exploitation**. En outre, les **systèmes CCHT** permettent de fournir des services auxiliaires comme des **installations de production d'électricité** équivalentes. Il est donc nécessaire de réglementer dans le **Code de raccordement** leurs caractéristiques. En ce qui concerne les lignes **AC**, un degré assez élevé de conformité des deux zones connectées est requis, mais les **systèmes CAHT** ne fournissent pas de **services systèmes**. Par conséquent, ils ne sont pas considérés comme des objets à réglementer dans le **Code de raccordement**.
- b) Une exception doit être faite lorsqu'un **système CAHT** doit connecter deux **zones asynchrones**. Dans ce cas, les problèmes de synchronisation prévalent sur la spécification de connexion de la ligne.
- c) Ce chapitre est dédié à la synchronisation, c'est-à-dire à l'activité nécessaire pour rendre la future **zone synchrone**, qui résulte de l'interconnexion des **zones asynchrones** précédentes, fiable et adaptée aux besoins de l'**exploitation**.

OC 11.1.2 La synchronisation de deux **zones de réglage** consiste en un ensemble d'actions nécessaires lorsque ces zones sont connectées en **AC** pour la première fois. Ce chapitre rappelle les principaux points à vérifier, tester et convenir lors des phases de synchronisation. En outre, il fournit une liste d'études et une liste de tests à réaliser dans des conditions d'**exploitation** isolées et interconnectées lors de la mise en œuvre d'une **interconnexion internationale** basée sur un **système CAHT** entre deux ou plusieurs **systèmes électriques** appartenant à des **zones asynchrones**. La synchronisation est en fait un évènement impliquant tous les **GRT** des zones à synchroniser. Cela implique que l'**interconnexion internationale** doit être acceptée par les **GRT** des zones concernées uniquement dans la mesure où l'effet sur l'exploitation interconnectée est concerné.

OC 11.1.3 Dans le présent chapitre, les termes « **GRT** » et « **réseau** » désignent uniquement les opérateurs de système et les **réseaux de transport** des **systèmes électriques** asynchrones à interconnecter, respectivement. Le terme « **système CAHT** » fait

référence à une **interconnexion internationale** basée sur une ligne **HVAC** ou d'autres équipements **HVAC**.

OC 11.2 Harmonisation des procédures opérationnelles

J. La synchronisation de deux ou plusieurs **systèmes électriques** nécessite l'harmonisation des procédures **opérationnelles** et la mise au point des réglages des protections et des automatismes.

OC 11.2.1 Avant de mettre en œuvre le **système CAHT**, les **Codes de réseau nationaux** et les pratiques sur le terrain des **GRT** doivent avoir été harmonisés et adaptés aux exigences du **Code de réseau arabe**. Une partie de l'évaluation consiste à sélectionner les règles, les obligations et les procédures dont la conformité est obligatoire depuis le début et le calendrier pour terminer le parcours de conformité.

OC 11.2.2 En plus des **GRT** voisins, une équipe dévouée de **GRT** dirigée par le **Comité des GRT arabe** devrait faire partie du processus, avec pour principales tâches de garantir l'application correcte des principes du **Code de réseau arabe** aux **GRT** des zones concernées. Le **Comité des GRT arabe** est également chargé de superviser les programmes et les horaires.

OC 11.2.3 Outre les questions techniques, les **GRT** doivent signer une série de contrats et d'accords sur les règles du marché, lesquels ne font pas partie du présent **code**.

OC 11.2.4 Le processus d'harmonisation doit être achevé avant la première **exploitation commerciale** de la première **interconnexion internationale** des **systèmes électriques**.

OC 11.2.5 L'équipe dédiée de **GRT** rendra compte des principales activités suivantes :

- a) Examen des règlements des **GRT**.
- b) Effectuer des analyses d'écart.
- c) Rédaction de lignes directrices pour l'harmonisation et la pleine conformité à ce **Code**.
- d) Visites et activités de formation.

OC 11.2.6 La décision finale de synchronisation et de connexion sera prise à l'unanimité de tous **GRT** impliqués dans les **zones synchrones** sur la base de la proposition du **Comité des GRT Arabes**.

OC 11.3 Réglage Fréquence-Puissance

OC 11.3.1 Lors de la connexion de deux ou plusieurs **systèmes électriques** asynchrones, chaque **GRT** concerné garantit le respect de ses propres obligations en matière de **LFC** dans sa **zone LFC** conformément aux exigences fixées dans le présent **Code d'exploitation**.

OC 11.3.2 Les **GRT** élaborent et conviennent des modalités ou des méthodologies pour définir la structure du **LFC** pour la **zone synchrone**.

OC 11.3.3 Chaque **GRT** est responsable de la mise en œuvre et de l'exploitation de la structure **LFC** de sa **zone synchrone**.

OC 11.3.4 Voici quelques-uns des principes et obligations à définir dans l'accord de **LFC** pour chaque **GRT** exploitant une **zone LFC** :

- a) collecter et calculer les **transferts d'énergie programmés** entre les zones conformément au **Code de programmation et de dispatching** ;
- b) mesurer et contrôler les **transferts d'énergie réels** ;
- c) calculer (ou mesurer) l'**écart de réglage de zone (ACE)** ; et
- d) exécuter le processus de reconstitution de fréquence.

OC 11.3.5 Les **GRT** conviennent, sous la coordination du **Comité des GRT arabes**, de la définition du montant total de la **réserve primaire** et de sa répartition entre les deux **États membres** interconnectés. En particulier :

- a) Le critère de dimensionnement de base de la **réserve primaire** est de résister à l'**incident de référence** dans le **système électrique** interconnecté, en contenant la fréquence du système dans la limite de l'écart de fréquence instantané maximum, et en stabilisant la fréquence du système dans la limite de l'écart de fréquence maximum en régime permanent. La définition de l'**incident de référence** doit prendre en compte l'écart de puissance instantanée maximum attendu entre la **production** et la **consommation** causé par un aléa N-1 et peut être déterminé en prenant au moins en compte les éléments suivants :
 - i. la perte de la plus grande **unité de production d'électricité** ;
 - ii. de la perte d'une section de ligne ;

- iii. de la perte d'une barre omnibus ;
 - iv. de la perte de la plus grande **installation de consommation**.
- b) La commande de fréquence primaire et les performances cibles minimales doivent inclure la définition :
- i. de la précision requise des mesures de fréquence locales ;
 - ii. la **bande morte de la réponse à une variation de fréquence** du régulateur des unités de régulation (voir CC 10 ANNEXE B du **Code de raccordement**) ;
 - iii. la valeur minimum de la **puissance nominale** au-dessus de laquelle chaque **unité de production d'électricité** doit être incluse dans le groupe d'**unités** de régulation ;
 - iv. le temps de déploiement physique de la **réserve primaire** en cas de déviation de fréquence par rapport à sa valeur nominale ;
 - v. la durée minimum de la capacité de livraison du réglage primaire ;
 - vi. la déviation de fréquence pour l'activation complète de la **réserve primaire** ;
 - vii. le cycle de mesures de la fréquence du système.

OC 11.3.6 Pour restaurer la fréquence à sa valeur programmée suite à une perturbation, la **réserve secondaire** doit être activée. Les **GRT** élaborent et conviennent des modalités ou des méthodologies de définition du montant total de la **réserve secondaire** et de sa répartition entre les deux **États membres** interconnectés.

OC 11.3.7 Les **GRT** éviteront les procédures manuelles et mettront en œuvre un contrôle automatique de la fréquence et des **transferts d'énergie** lors de l'**exploitation** en parallèle synchrone selon un contrôleur puissance-fréquence prenant en compte les écarts de l'échange de puissance et de la fréquence par rapport aux points de consigne correspondants. Le contrôleur automatique doit être intégré dans un système de **réglage automatique de la production (AGC)** afin d'atteindre les objectifs principaux suivants :

- a) Maintenir la fréquence à la valeur de planification.
- b) Maintenir les **transferts d'énergie** nets avec la zone de réglage voisine aux valeurs prévues.

Le signal de commande du **AGC**, appelé point de consigne, est réparti entre les **installations de production d'électricité** sous contrôle en utilisant des facteurs de participation.

OC 11.3.8 En cas d'activation soutenue observée ou prévue de la **réserve secondaire**, la **réserve tertiaire** doit être activée. Les **GRT** élaborent et conviennent des modalités ou des méthodologies de définition du montant total de la **réserve**

tertiaire. Les **GRT** sont responsables de la mise à disposition de la quantité totale de **réserve tertiaire** au sein du **système électrique** qu'ils exploitent.

OC 11.4 Réglage de la tension et de la puissance réactive

OC 11.4.1 Dans le cadre d'une **exploitation** en parallèle, chaque **GRT** assure une réserve de puissance réactive avec un volume et un temps de réponse adéquats, afin de maintenir les tensions sur les interconnexions et les bus voisins dans les plages fixées par les **Codes de réseau nationaux**.

OC 11.4.2 Les centres de dispatching des **GRT** spécifieront conjointement le régime adéquat de contrôle de la tension et détermineront les actions de réglage de la tension afin de garantir que les limites communes de sécurité **opérationnelle** soient respectées et d'empêcher un effondrement de la tension du **système électrique** interconnecté.

OC 11.4.3 Le centre de dispatching de chaque **GRT** conviendra, avec les **propriétaires d'installations de production d'électricité** connectées à son réseau, des points de consigne de puissance réactive des **unités de production d'électricité**, des plages de facteur de puissance et des points de consigne de tension pour le réglage de la tension au **point de raccordement**. Les **GRT** doivent avoir le droit de donner des instructions de réglage de tension aux **propriétaires d'installations de production d'électricité** et chaque **propriétaire d'installation de production d'électricité** doit utiliser ses sources de puissance réactive pour garantir le maintien de ces paramètres.

OC 11.5 Plan de défense interconnecté

OC 11.5.1 Les **GRT** concevront un **Plan de défense** en tenant compte des limites de sécurité opérationnelle, des caractéristiques de leurs **réseaux de transport**, ainsi que du comportement et des capacités des **installations de consommation** et des **installations de production d'électricité**.

OC 11.5.2 Le **Plan de défense** comprend au moins les mesures techniques et organisationnelles suivantes :

- a) Schémas de protection du système comprenant au moins :
 - i. Automatique sous schéma de réglage de fréquence.
 - ii. Schéma de réglage automatique de surfréquence.
 - iii. Schéma automatique contre l'effondrement de la tension.

- b) Procédures du Plan de défense du système, incluant au moins les éléments suivants :
 - i. Procédure de gestion des écarts de fréquence.
 - ii. Procédure de gestion de l'écart de tension.
 - iii. Procédure de gestion des flux électriques d'interconnexion.
 - iv. Procédure de déconnexion de la **charge** manuelle.

OC 11.5.3 *Limites de fréquence*

OC 11.5.3.1 Les **GRT** harmoniseront les limites des écarts de fréquence en **état normal**, en identifiant au moins deux ensembles d'écarts de fréquence :

- a) La plage de variation dans des conditions d'**état normal** qui doit être égale pour les **réseaux**.
- b) Les valeurs maximums supérieures et inférieures de la fréquence et la durée en **état d'urgence**.

OC 11.5.3.2 Les valeurs de basse fréquence acceptables doivent être harmonisées pour déterminer un seuil de basse fréquence instantané maximum commun aux **réseaux de transport**, sur la base d'une évaluation d'une fréquence minimum cible à laquelle commence la défaillance en cascade, à savoir l'effondrement de la fréquence.

OC 11.5.3.3 Les valeurs de fréquence les plus élevées acceptables doivent être harmonisées et doivent être conformes aux réglages de relais haute fréquence de **installations de production d'électricité** connectées aux **réseaux de transport**.

OC 11.5.4 *Délestage de charge sur fréquence basse (UfLS)*

OC 11.5.4.1 Avant d'exploiter le **système CAHT**, les **GRT** devront réaliser une étude spécifique visant à une conception **UfLS** commune de leurs **systèmes électriques**. L'objectif principal de l'étude sera d'évaluer les stratégies pour les plans coordonnés d'**UfLS** dans le but d'arrêter les baisses de fréquence et de restaurer la fréquence dans les **réseaux de transport** interconnectés, ainsi que

d'empêcher les **UfLS** déséquilibrés susceptibles de causer une charge élevée de la ligne du **système CAHT**.

OC 11.5.5 *Mesures contre la chute ou l'augmentation de tension*

OC 11.5.5.1 Les **GRT** établiront un accord pour le réglage de la tension et de la puissance réactive sur la ligne⁶ d'**interconnexion internationale** du **système CAHT**, dans le but de maintenir les tensions dans une bande étroite, comme l'exigent les **Codes de réseau nationaux**, et un flux de puissance réactive minimum sur la ligne du **système CAHT**.

OC 11.5.5.2 Les GRT réaliseront une étude spécifique portant sur le contrôle réactif de leurs **systèmes électriques** en **état normal** et en **état d'urgence**. Les objectifs de l'étude doivent comprendre au moins les éléments suivants :

- a) En conditions d'**état normal**, la définition des besoins en réserve de puissance réactive, distribution et répartition de la puissance réactive, et problèmes possibles dus aux équilibres réactifs en conditions de **charge** de période de pointe et creuse.
- b) En conditions d'**état d'urgence**, définition d'une série de contre-mesures pour éviter les violations des processus des **propriétaires d'installations de consommation**, la perte d'auxiliaires des **installations de production d'électricité**, les déclenchements des **installations** jusqu'à l'effondrement de la tension. Les contre-mesures peuvent inclure le **délestage** dû aux basses tensions, le schéma de blocage du changeur de prises en charge et la mise en œuvre de schémas de protection du système pour la gestion de la tension sous la forme d'un schéma de **délestage** en sous-tension.
- c) Pour la ligne du **système CAHT**, définition des principaux paramètres de protection automatique pour le déclenchement de la ligne en cas de niveaux de tension élevés ou très bas. La logique du déclenchement de l'**interconnexion internationale** doit tenir compte de la quantité de flux de puissance réactive et de sa direction.
- d) Évaluation des éventuelles surtensions à fréquence industrielle sur le **système CAHT** et coordination de la protection contre les surtensions, autrement appelée coordination de l'isolation, afin de minimiser le nombre de défaillances de l'isolation et donc le nombre d'interruptions.
- e) Définition des paramètres de la protection automatique contre les surtensions à prévoir dans les postes du **système CAHT** afin d'éviter les dommages aux équipements électriques.

⁶ Ce qui suit traite de la « ligne » du **système CAHT**.

OC 11.5.6 *Mesures pour éviter les perturbations majeures*

OC 11.5.6.1 Les **GRT** réalisent une étude spécifique pour la mise en œuvre des **WAPS** afin de protéger leurs **systèmes électriques** dans des conditions d'état d'urgence.

OC 11.5.6.2 Avant de commencer le test du **système CAHT**, les **GRT** doivent étudier le risque d'apparition d'oscillations inter-zone ou locales. L'objectif principal de l'étude est l'évaluation de la stabilité en régime permanent du **système électrique** interconnecté comme suit :

- a) Évaluation du risque d'oscillations interzones entre les **systèmes électriques** asynchrones à connecter dans le cadre d'une exploitation interconnectée, pour tous les scénarios de **consommation** et les niveaux de **transfert d'énergie**.
- b) L'identification des oscillations électromécaniques inter-zones et locales et des pires modes correspondants (les moins amortis).
- c) L'accord des **PSS** des grandes **installations de production d'électricité** comme mesure d'amortissement la plus importante contre le risque d'oscillations inter-zones
- d) En cas de problèmes de stabilité persistants dus à des oscillations inter-zones mal amorties affectant les **réseaux de transport** même en présence de PSS, définition d'autres mesures préventives à envisager afin d'assurer une **exploitation stable du réseau de transport** après l'**interconnexion internationale**.

OC 11.5.7 *Mesures contre la perte de synchronisme*

OC 11.5.7.1 Avant de commencer l'**exploitation** d'un **système CAHT**, les **GRT** doivent effectuer une **DSA** pour identifier les limites de stabilité et les problèmes de stabilité possibles dans le **réseau de transport** interconnecté. L'étude devra utiliser, de manière complémentaire, des analyses de stabilité des petits signaux (en régime permanent) et des transitoires. Les études de simulation doivent évaluer et surveiller la stabilité dynamique du **réseau de transport** dans toutes les configurations de système susceptibles de se produire. Lorsqu'ils effectuent des **DSA** coordonnées, les deux **GRT** doivent déterminer :

- a) But du **DSA** coordonné en termes d'un **modèle de réseau commun**.
- b) Liste des scénarios convenus concernant le **DSA** coordonné.
- c) Liste des éventualités ou perturbations convenues dont l'impact doit être évalué par le biais de la **DSA**.
- d) Définition de mesures préventives contre la perte de synchronisme, comme le calcul des marges de stabilité sur les ensembles de coupures critiques. Si le jeu de coupe critique s'avère être la ligne du **système CAHT**,

ces marges doivent être incluses dans la capacité de puissance active maximum calculée sur la ligne du **système CAHT**.

- e) Définition des **actions correctives** afin d'éviter les conséquences de la perte de synchronisme. Si la seule **action corrective** réalisable est le déclenchement de la ligne du **système CAHT**, l'étude doit examiner les conséquences de la séparation des **réseaux de transport**.

OC 11.6 Systèmes de protection

OC 11.6.1 La fiabilité des systèmes de protection des **réseaux de transport** est un élément clé de la fiabilité du **système électrique**. Des systèmes de protection de ligne primaires et de secours indépendants sont donc nécessaires pour la ligne du **système CAHT**. Le système de protection à appliquer doit être capable de détecter tous les types de défauts, y compris la résistance d'arc maximale attendue qui peut se produire à n'importe quel endroit sur la ligne protégée.

OC 11.6.2 Les protections suivantes doivent être vérifiées en accordant une attention particulière au **réseau pertinent** :

- a) La protection du réseau primaire et de secours, qui fournit une élimination sélective et rapide des défauts pour toutes les combinaisons de défauts avec et sans terre.
- b) Coordination de la protection de la **production** contre les défauts externes aux **unités de production d'électricité** et de leurs capacités de **contournement des défauts**.

OC 11.6.3 Les mesures de défense minimums nécessaires comprennent l'installation de protections pour la ligne du **système CAHT** lesquelles peuvent détecter si le flux de puissance atteint la puissance maximale transmissible ou l'a déjà dépassée, ou qui détecter si le **système électrique** évolue vers un état d'**exploitation** dangereux en termes de tension ou de différence d'angle de phase. Ces protections peuvent être basées sur une mesure de la puissance transférée, de la tension ou de l'impédance. Les protections suivantes doivent être installées des deux côtés de la ligne du **système CAHT** :

- a) Protection du flux de puissance basée sur la mesure de la quantité et de la direction du flux de puissance.
- b) Perte des dispositifs de déclenchement de synchronisme.
- c) Protection de la fréquence minimum combinée à une temporisation, afin de garantir la séparation des **réseaux de transport** pour rétablir l'équilibre entre la **demande** et la **production** dans chacun des **réseaux électriques** séparés, de manière indépendante.

OC 11.6.4 Les **GRT** détermineront les réglages de la protection du **système CAHT** par des études appropriées afin de s'assurer que les réglages n'entraîneront pas de déclenchement des **ouvrages** en cas de conditions d'**exploitation** récupérables.

OC 11.7 Processus de synchronisation

OC 11.7.1 Pour le processus de synchronisation, les **GRT** au sein du **Comité des GRT arabes** prépareront un accord concernant le **responsable de la synchronisation** et définiront les procédures pour les premiers essais ou pour les actions de synchronisation à réaliser après un déclenchement d'urgence de la ligne du **système CAHT**. Cet accord doit décrire les conditions dans lesquelles la synchronisation a lieu.

OC 11.7.2 Le **responsable de la synchronisation** doit appliquer les actions requises afin de faire fonctionner la synchronisation selon les critères suivants, lesquels doivent être satisfaits avant de fermer le disjoncteur du **système CAHT** :

- a) Les **systèmes électriques** doivent être dans un état stable et les fréquences doivent être proches de la fréquence nominale, selon la tolérance maximum convenue par les **GRT**. Une différence de fréquence entre les **zones asynchrones** doit être inférieure à une valeur convenue par les **GRT** avant la synchronisation des zones.
- b) Les tensions sont comprises dans la plage convenue par les **GRT** par rapport à la tension nominale. La différence de tension aux bornes du disjoncteur ouvert doit être inférieure à une valeur convenue par les **GRT** avant la synchronisation des **zones asynchrones**.
- c) La différence d'angle de phase de tension entre les lignes d'interconnexion garantit la refermeture du disjoncteur.
- d) Le **responsable de la synchronisation** donne des ordres aux **responsables de la fréquence** (c'est-à-dire aux opérateurs de la répartition dans les **Centres de contrôle nationaux**) pour qu'ils prennent les mesures appropriées afin de minimiser l'écart de fréquence et de tension entre les **zones synchrones** au moment de la synchronisation.

OC 11.8 Période d'essai

OC 11.8.1 La période d'essai doit être effectuée une fois que le **système CAHT** transfrontalier a été mis sous tension.

OC 11.8.2 Avant la mise sous tension, il est recommandé de définir des dispositifs de protection spéciaux capables de séparer les deux zones en cas d'**état d'urgence**. Dans cette période, aucune obligation de soutien mutuel n'est requise.

OC 11.8.3 La période d'essai sera organisée en deux phases :

- a) Phase « A », d'une durée d'au moins 6 mois, avec des **transferts d'énergie** limités en dessous des seuils convenus et non limités par l'exploitation commerciale ;
- b) Phase « B », d'une durée minimum de 6 mois, avec des **transferts d'énergie** découlant d'accords commerciaux ou du fonctionnement du marché de l'électricité.

OC 11.8.4 L'équipe des **GRT** propose de prolonger la période d'essai si des performances insatisfaisantes sont constatées sur les **systèmes électriques** interconnectés. L'équipe des **GRT** peut décider d'interrompre la période d'essai, si des incidents significatifs se produisent.

OC 11.8.5 La période d'essai doit être caractérisée par une activité de surveillance intense. Si des incidents se produisent et montrent une non-conformité grave pendant la période d'essai, la phase de la période d'essai est prolongée pour une durée nécessaire afin de résoudre la non-conformité.

OC 11.8.6 Le suivi se concentre au moins sur les aspects suivants :

- a) **Écart de réglage de zone** ;
- b) Comportement des **stabilisateurs de puissance** ;
- c) Enregistrement des données lors de l'apparition de défauts.

OC 12 ANNEXE A – VALEURS DE RÉFÉRENCE DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE

Cette annexe a pour but d'appuyer les directives données dans le chapitre OC 3 avec des **valeurs de référence**. Comme indiqué au chapitre OC 3, quatre (4) **zones synchrones**, regroupées en trois (3) **régions**, sont actuellement identifiées. Chacun d'eux comprend des **GRT** différents avec un degré d'interconnexion différent. Chacune des **zones/régions synchrones** a déjà développé des politiques, des méthodologies et des pratiques liées au contrôle de la fréquence, à la gestion charge-fréquence et à l'**UfLS**, lesquelles sont étroitement coordonnées entre elles. Sans préjudice du principe général du présent **code**, les particularités de chaque **zone synchrone** nécessitent un accord sur les objectifs de qualité, le dimensionnement de la **réserve**, les réglages des dispositifs entre les **GRT** de la même **zone synchrone** et/ou région. Les accords devraient prendre en considération l'état actuel de l'interconnexion et inclure des pratiques de calcul transparentes.

Les considérations suivantes s'appliquent :

1. Le **réglage Fréquence-Puissance** est le résultat de processus contrôlés et améliorés de façon régulière. Il implique la participation régulière et coopérative des **États membres**.
2. L'évolution technologique des **systèmes électriques**, qui a une incidence sur la taille de la **production** (par exemple, les **installations de production d'électricité**), la concentration de la puissance (par exemple, les **systèmes CCHT**), la capacité à fournir de l'inertie (par exemple, les **unités de production d'électricité à onduleur**) et l'évolution de la charge, doit être prise en compte dans le dimensionnement et le réglage des fonctions vitales, lesquelles font l'objet de la présente annexe.
3. L'**UfLS** nécessite une forte coordination avec le réglage de fréquence.

Pour ces raisons, le **Code d'exploitation** met en évidence des principes et des pratiques, soutenus par des technologies consolidées et abordables. Dans cette approche, le **Code d'exploitation** n'impose pas de solutions techniques qui, entre autres, nécessiteraient une analyse plus approfondie pour chacune des **zones synchrones** et un consensus préalable.

Néanmoins, l'intention des **valeurs de référence** est de déclencher ce processus et de renforcer en vue de décisions ultérieures et opérationnelles sur cette question. Le tableau OC 1 est un extrait simplifié des paramètres adoptés dans l'**UCTE**, toujours compatibles avec les lignes directrices d'exploitation de l'UE adoptées dans la région Europe centrale.

OC 12.1 Fréquence et Réglage Fréquence-Puissance

Le tableau OC 1 poursuit les objectifs suivants :

- a) Identifier l'ensemble minimum de paramètres à définir et à adopter progressivement s'ils sont différents des paramètres actuels.
- b) Montrer l'exemple du **MAGHREB**, lequel est connecté de manière synchrone avec la région Europe continentale. Pour cette raison, l'approche adoptée par le reste des **GRT** de telle zone devrait être partagée. Par conséquent, les indications numériques sont tirées des politiques de l'**UCTE**.
- c) Laisser l'achèvement du reste du tableau aux soins des **zones synchrones** concernées.

Le tableau OC 1 est structuré en trois parties correspondant aux trois différents groupes de paramètres :

1. Le premier (objectifs de qualité de fréquence) fixe des objectifs communs entre les **États membres** de la même **zone synchrone**. Il est recommandé de les consolider, étant le guide pour la conception de l'**AGC** et pour le dimensionnement des **réserves**.
2. Le second (Paramètres du système) concerne le comportement de la **zone synchrone** traduite en termes de paramètres nécessaires au dimensionnement et au partage de la participation à la régulation de la fréquence et au contrôle des échanges de puissance.
3. Le troisième (Normes techniques recommandées) complète le précédent avec certaines caractéristiques techniques à contrôler et à prendre en considération.

Tableau OC 1. Principaux paramètres caractérisant les zones synchrones %=Hz.

Remarques	Paramètres	Référence Valeurs	MAGHREB	ZONE CENTRALE	GCCIA 50Hz	GCCIA 60Hz
	<i>Cibles de qualité de fréquence</i>					
()	Plage de fréquence standard [mHz]	±50	(±50)	(±50)	±50	±100
	Écart maximal de fréquence instantané [mHz]	800	(800)	800		
()	Écart maximal de l'état d'équilibre [mHz]	200	(200)	180	150 (200)	
[a]	Délai de rétablissement de la fréquence [min]	1				
()	Délai de restauration de la fréquence [min]	15	(15)		(30)	
	Nombre maximum de minutes en dehors de la plage de fréquences standard [min/année]	15000	(15000)			
	ACE Période moyenne de passage à zéro [min]	10	(10)			
	<i>Paramètres du système</i>					
§	Incident de référence [MW]	3000	(3000)			
§	Energie réglante minimale de réseau [MW/Hz]	15000	(15000)			
*	Énergie réglante moyenne de réseau [MW/Hz]	19500	(19500)			
*	Energie réglante globale de réseau (ou Énergie de régulation) [MW/Hz]	27000	(27000)			
	Réserve globale de réglage primaire [MW]	3000	(3000)			
	Temps de réglage primaire [sec]	0-30	(0-30)		0-30	0-30
	Activation du réglage primaire (bande morte) [mHz]	±20	(±20)	±20	±20	±50

	Durée minimum de la réserve secondaire [min]	0,5 - 15	(0,5 – 15)			0,5 - 10
	<i>Normes techniques recommandées</i>					
()	Précision de la mesure de fréquence (pour la régulation) [mHz]	10	(10)	10	(10)	
	Précision de la mesure MW des lignes d'interconnexion (pour le réglage ACE) [%]	1-2	(1-2)		1,5	

Remarques :

§	À mettre à jour lorsque des changements importants se produisent dans la zone synchrone .
*	À calculer périodiquement sur une base régulière.
()	Les valeurs entre parenthèses sont tirées du Code de réseau de transport de l'un des GRT de la zone synchrone . Ils doivent être considérés comme des valeurs provisoires.
[a]	Facultatif, à définir et à convenir par les États membres du même SA
B	Les termes en gras sont définis dans le glossaire et définitions

OC 12.2 Sous délestage de fréquence

Plan type de **délestage** en sous-fréquence, tel que prescrit dans la **zone synchrone** d'Europe centrale (ENTSO-E) dans le cadre des directives d'exploitation de l'UE.

Tableau OC 2. Plan UfLS par défaut.

DISPOSITION TYPIQUE DE DÉLESTAGE				
Seuil	Seuil spécial	Charge de pompage	Condition	Objectif
49,8	Seuil spécial	Charge de pompage seulement	Plus de charge de pompage à délester	Compenser la perte de production
49,2 (*)	Première étape autorisée	Charge de pompage épuisée		
49,0 (**)	1 ^{ère} étape obligatoire	Délestage 5 % au moins de la consommation totale		
48,8	2 ^{ème} étape	Ne pas se défaire de plus de 10 % de la charge totale		
48,6	3 ^{ème} étape	Ne pas se défaire de plus de 10 % de la charge totale		
48,4	4 ^{ème} étape	Ne pas se défaire de plus de 10 % de la charge totale		
48,2	5 ^{ème} étape	Ne pas se défaire de plus de 10 % de la charge totale		
48,0	6 ^{ème} étape	Ne pas se défaire de plus de 10 % de la charge totale		
< 48,0	Étapes pour les besoins nationaux			

REMARQUES

(*) inférieur à l'écart maximal de fréquence instantané

(**) pour être inférieur à l'écart maximal de fréquence instantané avec une marge suffisante.

Hypothèse au pas max de 200 mHz

Temps de déconnexion max : 350 millisecondes

Aucun délai intentionnel ne doit être défini.

NORMES TECHNIQUES RECOMMANDÉES

Limite maximale d'exploitation UfLS 120-140 % des tensions nominales (pour éviter les surtensions)

Limite minimale d'exploitation UfLS 20-60% (pour éviter les pertes non désirées dues à des mesures non significatives).

Le relais de sous-fréquence doit garantir une précision égale ou supérieure à ± 10 mHz.

