

---

Proposition de méthodologie relative au modèle de réseau commun élaborée par  
tous les GRT conformément aux articles 67(1) et 70(1) du règlement (UE)  
2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de  
l'électricité

12 Février 2018

---

---

Compte tenu des éléments suivants :

## Préambule

- (1) Le présent document constitue une proposition commune mise au point par l'ensemble des Gestionnaires des réseaux de transport (ci-après dénommés « GRT ») concernant l'élaboration d'une proposition de méthodologie relative au modèle de réseau commun (ci-après dénommée « MMRC »).
- (2) Cette proposition (ci-après dénommée la « Proposition de MMRC ») tient compte des principes et objectifs généraux définis dans le règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 02 Août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité 2017/1485 (ci-après dénommé « Règlement n° 2017/1485 ») ainsi que dans le Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (ci-après dénommé « Règlement (CE) n° 714/2009 »). L'objectif du Règlement n° 2017/1485 est d'établir des lignes directrices détaillées sur les exigences et les principes au sujet de l'exploitation du système électrique avec l'objectif d'assurer une exploitation sûre du système interconnecté. Pour ce faire, l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport doit utiliser un modèle de réseau commun, qui ne peut être élaboré que sur la base d'une méthodologie commune.
- (3) L'article 17 du Règlement de la commission (EU) n° 2015/1222 du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et la gestion des congestions (ci-après dénommé « Règlement n° 2015/1222 ») est référencé à l'article 67(1) et à l'article 70(1) du Règlement 2017/1485 et définit plusieurs exigences particulières dont la Proposition de MMRC doit tenir compte :  
*« 1. Dans les dix mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition de méthodologie relative au modèle de réseau commun. La proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.  
2. La méthodologie relative au modèle de réseau commun permet l'établissement d'un modèle de réseau commun. Elle contient au minimum les éléments suivants :  
a) une définition des scénarios en application de l'article 18 ;  
b) une définition des modèles de réseaux individuels en application de l'article 19 ;  
c) une description du processus de fusion des modèles de réseaux individuels en vue de constituer le modèle de réseau commun. »*
- (4) L'article 67(1) du Règlement 2017/1485 constitue la base légale pour la proposition de méthodologie relative au modèle de réseau commun pour ce qui concerne les modèles de réseau commun pour l'échéance annuelle et définit les nouvelles exigences suivantes :  
*1. Au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent conjointement une proposition de méthodologie pour l'élaboration des modèles de réseaux communs à un an sur la base des modèles de réseaux individuels établis conformément à l'article 66, paragraphe 1, et pour leur sauvegarde. La méthodologie prend en compte, et complète s'il y a lieu, les conditions d'exploitation de la méthodologie relative aux modèles de réseaux communs*

*élaborée conformément à l'article 17 du règlement (UE) 2015/1222 et à l'article 18 du règlement (UE) 2017/1485, en ce qui concerne les éléments suivants:*

- a) délais pour la collecte des modèles de réseaux individuels à un an, pour leur fusion en un modèle de réseau commun et pour la sauvegarde des modèles de réseaux individuels et communs;*
- b) contrôle de la qualité des modèles de réseaux individuels et communs afin de veiller à leur exhaustivité et à leur cohérence; et*
- c) correction et amélioration des modèles de réseaux individuels et communs, avec au moins la mise en œuvre des contrôles de qualité visés au point b).*

- (5) L'article 70(1) du Règlement 2017/1485 constitue la base légale pour la proposition de méthodologie relative au modèle de réseau commun pour ce qui concerne les modèles de réseau commun pour les échéances journalières et infra-journalières et définit les nouvelles exigences suivantes :

*1. Au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent conjointement une proposition de méthodologie pour l'élaboration des modèles de réseaux communs journalier et infra journalier sur la base des modèles de réseaux individuels, et pour leur sauvegarde. Cette méthodologie prend en compte, et complète s'il y a lieu, les conditions d'exploitation de la méthodologie relative aux modèles de réseaux communs élaborée conformément à l'article 17 du règlement (UE) 2015/1222, en ce qui concerne les éléments suivants:*

- a) la définition des horodatages;*
- b) les délais pour la collecte des modèles de réseaux individuels, pour leur fusion en un modèle de réseau commun et pour la sauvegarde des modèles de réseaux individuels et communs. Les délais sont compatibles avec les procédures régionales établies pour la préparation et l'activation d'actions correctives;*
- c) le contrôle de la qualité des modèles de réseaux individuels et communs à mettre en œuvre, afin de s'assurer de leur exhaustivité et de leur cohérence;*
- d) la correction et l'amélioration des modèles de réseaux individuels et communs, avec au moins la mise en œuvre des contrôles de qualité visés au point c); et*
- e) le traitement des informations complémentaires sur les modalités d'exploitation, telles que les paramètres de réglage de protection ou les dispositifs de protection du réseau, les schémas unifilaires et les configurations de postes électriques, afin de gérer la sécurité d'exploitation.*

- (6) Tandis que la MMRC selon le Règlement 2015/1222 vise à établir un MRC dans l'objectif du calcul de capacité pour les échéances journalières et infra-journalières et que la MMRC selon le règlement (UE) 2017/1485 du 26 septembre 2016 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après dénommé « Règlement n° 2017/1485 ») vise à établir un MRC dans l'objectif de l'harmonisation du calcul et de l'allocation de la capacité dans les marchés d'échange long terme entre les zones, la MMRC décrite dans la présente Proposition de MMRC permet l'établissement d'un modèle de réseau commun pour les divers processus liés à l'exploitation du système électrique. Puisque les méthodologies demandées par les Articles 67(1) et 70(1), respectivement mentionnées ci-dessus, sont liés de façon inhérente, cette proposition de MMRC est une proposition jointe pour les deux méthodologies, dans un but d'efficacité.

- (7) L'Article 2 paragraphe 2 du Règlement n° 2015/1222 entend par « modèle de réseau commun » :  
« une série de données à l'échelle de l'Union convenue entre divers GRT, décrivant les caractéristiques principales du système électrique (production, consommation et topologie du réseau) et les règles régissant la modification de ces caractéristiques au cours du processus de calcul de la capacité ».
- (8) L'article 2, paragraphe 4 du Règlement n° 2015/1222 entend par « scénario » :  
« l'état prévisionnel du réseau électrique pour une échéance donnée ».
- (9) L'article 2, paragraphe 1 du Règlement n° 2015/1222 entend par « modèle de réseau individuel » :  
« un ensemble de données décrivant les caractéristiques du système électrique (production, consommation et topologie du réseau) et les règles applicables pour modifier ces caractéristiques lors du calcul de la capacité, qui est préparé par les GRT responsables et ayant vocation à être fusionné avec les autres modèles de réseau individuels en vue de créer le modèle de réseau commun ».
- (10) Les exigences énoncées à l'article 17 sont expliquées en détail aux articles 18 et 19 du Règlement n° 2015/1222. L'article 18 relatif aux scénarios souligne ce qui suit :
- « 1. Tous les GRT élaborent conjointement des scénarios communs pour chaque échéance de calcul de la capacité visé à l'article 14, paragraphe 1, points a) et b). Les scénarios communs sont utilisés pour décrire une situation prévisionnelle spécifique pour la production, la consommation et la topologie du réseau relatives au réseau de transport dans le modèle de réseau commun.
2. Un scénario par unité de temps du marché est élaboré pour les échéances de calcul de la capacité journalier et infra journalier.
3. Pour chaque scénario, tous les GRT élaborent conjointement des règles communes pour déterminer la position nette dans chaque zone de dépôt des offres et les flux pour chaque ligne de courant continu. Ces règles communes sont fondées sur la meilleure prévision de position nette pour chaque zone de dépôt des offres et sur la meilleure prévision de flux pour chaque ligne de courant continu, pour chaque scénario, et comprennent l'équilibre global entre la consommation et la production pour le réseau de transport de l'Union. Aucune discrimination indue n'est introduite entre les échanges internes et ceux entre zones lors de la définition de scénarios, conformément à l'annexe I, point 1.7, du règlement (CE) no 714/2009. »
- Le point 1.7 de l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 spécifie ce qui suit :
- « Pour déterminer les portions de réseau concernées dans lesquelles et entre lesquelles la gestion de la congestion doit s'appliquer, les GRT se fondent sur les principes du meilleur rapport coût-efficacité et de la réduction maximale des incidences négatives sur le marché intérieur de l'électricité. En particulier, les GRT ne limitent pas la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle, sauf pour les raisons prévues ci-dessus et pour des raisons de sécurité opérationnelle. Si cette situation se présente, les GRT la décrivent et la présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs du réseau. Cette situation n'est tolérée que jusqu'à ce qu'une solution à long terme soit trouvée. Les GRT décrivent et présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs du réseau la méthodologie et les projets permettant de réaliser la solution à long terme. »

- (11) L'article 19 du règlement 2015/1222 rappelle des exigences plus spécifiques concernant les modèles de réseau individuels (MRI), qui sont les composantes de base du modèle de réseau commun :
- « 1. Pour chaque zone de dépôt des offres et pour chaque scénario :*
- a) tous les GRT de la zone de dépôt des offres fournissent conjointement un modèle unique de réseau individuel conforme aux dispositions de l'article 18, paragraphe 3 ; ou*
  - b) chaque GRT de la zone de dépôt des offres fournit un modèle de réseau individuel pour sa zone de contrôle, y compris les interconnexions, à condition que la somme des positions nettes des zones de contrôle, y compris les interconnexions, couvrant la zone de dépôt des offres soit conforme à l'article 18, paragraphe 3.*
- 2. Chaque modèle de réseau individuel représente la meilleure prévision des conditions du réseau de transport pour chaque scénario indiqué par le ou les GRT, qu'il est possible d'établir au moment de l'élaboration dudit modèle.*
- 3. Les modèles de réseaux individuels couvrent tous les éléments de réseau du système de transport qui sont utilisés dans l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional pour l'échéance concernée.*
- 4. Tous les GRT harmonisent dans toute la mesure du possible la conception des modèles de réseaux individuels.*
- 5. Chaque GRT fournit dans le modèle de réseau individuel toutes les données nécessaires aux analyses des flux de puissance active et réactive et de la tension en régime permanent.*
- 6. Le cas échéant, et sur la base d'un accord entre tous les GRT d'une région de calcul de la capacité, tous les GRT de ladite région échangent des données entre eux pour permettre les analyses de la tension et de la stabilité dynamique. »*
- (12) L'article 79(5) du Règlement 2017/1845 définit les exigences suivantes en ce qui concerne les Coordinateurs de la Sécurité Régionale (CSR) :
- « Conformément aux méthodologies visées à l'article 67, paragraphe 1, et à l'article 70, paragraphe 1, et conformément à l'article 28 du règlement (UE) 2015/1222, un coordinateur de sécurité régional est désigné par tous les GRT pour élaborer le modèle de réseau commun pour chaque échéance et le stocker dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation. »*
- (13) L'article 6(6) du Règlement 2017/1485 définit deux exigences supplémentaires :
- « Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies comprennent un calendrier de mise en œuvre et une description de leur incidence attendue au regard des objectifs du présent règlement. »*
- Les conséquences attendues sur les objectifs sont présentées ci-dessous (points (13) à (18) de ce préambule.
- (14) La Proposition de MMRC vise à contribuer à la réalisation des objectifs de l'article 4(1) du Règlement n° 2017/1485, et en aucun cas à l'entraver. La Proposition de MMRC a notamment pour ambition de promouvoir des exigences et des principes de sécurité opérationnelle communs en prescrivant une méthodologie commune de préparation de modèles de réseau individuels qui sont ensuite fusionnés pour former le modèle de réseau paneuropéen commun
- (15) Conformément à l'article 4(b) du Règlement n° 2017/1485, et compte tenu des méthodologies additionnelles de calcul de la capacité qui doivent être élaborées au titre du Règlement

n° 2017/1485, la création du modèle de réseau commun et son utilisation dans le processus de planification de l'exploitation permettent de déterminer des principes communs de planification de l'exploitation du système interconnecté en définissant une méthodologie commune pour la préparation des modèles de réseau individuels qui sont ensuite fusionnés dans le modèle de réseau paneuropéen commun.

- (16) Grâce à son modèle de réseau commun pour les marchés long terme, utilisé uniquement dans les Régions de Calcul de Capacité pour lesquelles est appliquée une analyse de sécurité basée sur plusieurs scénarios conformément à l'Article 10 du Règlement n°2017/1485, préparé d'après une méthodologie contraignante commune, la Proposition de MMRC veille à ce que l'objectif de traitement équitable et non discriminatoire des GRT, des NEMO, de l'Agence, des autorités de régulation et des acteurs du marché soit atteint dans la mesure où la création d'un modèle de réseau commun repose sur une méthodologie contraignante qui a été soumise aux parties intéressées pour consultation, conformément au Règlement n° 2017/1485, et qui est approuvée par les autorités de régulation avant d'être appliquée au sein de l'Union.
- (17) La méthodologie MRC assure et améliore la transparence et la fiabilité des informations sur l'exploitation du réseau de transport 2017/1485 en prévoyant la surveillance des indicateurs de qualité et en publiant les indicateurs et les résultats de cette surveillance.
- (18) La Proposition de MMRC contribue également à l'objectif de garantir les conditions du maintien de la sécurité de l'exploitation à travers l'Union (article 4(1)(d) du Règlement n° 2017/1485) en fournissant un modèle de réseau commun en partant d'une méthodologie commune spécifiant les données d'entrée nécessaires à la préparation de modèles de réseau individuels qui sont ensuite fusionnés dans le modèle de réseau paneuropéen commun.
- (19) Enfin, la Proposition de MMRC mettra en œuvre la coordination du système et la planification de l'exploitation en fournissant un modèle de réseau commun pour le réseau pan-Européen qui sera utilisé d'une façon coordonnée à travers l'Union, (article 4(1)(f) du Règlement n° 2017/1485).
- (20) En conclusion, la Proposition de MMRC contribue aux objectifs généraux du Règlement 2017/1485, qui bénéficient à l'ensemble des GRT, NEMO, autorités de régulation et acteurs du marché, mais aussi de l'Agence.

L'ENSEMBLE DES GRT SOUMET LA PROPOSITION DE MMRC SUIVANTE À TOUTES LES AUTORITÉS DE RÉGULATION :

## **Article 1**

### **Objet et champ d'application**

1. La méthodologie relative au modèle de réseau commun décrite dans cette proposition est le fruit d'une décision commune des gestionnaires de réseau de transport, conformément à l'article 67(1) et à l'article 70(1) du Règlement 2017/1485.
2. Cette méthodologie s'applique à l'ensemble des GRT de la zone visée à l'article 2, paragraphe 2 du Règlement 2017/1485.

3. Les GRT des juridictions en dehors de la zone visée à l'article 2, paragraphe 2 du Règlement 2017/1485 peuvent fournir leur MRI, en permettre la fusion avec le MRC et rejoindre volontairement le processus de MRC, à condition :
  - a. que cela soit techniquement faisable et compatible avec les exigences du Règlement 2017/1485;
  - b. qu'ils acceptent d'avoir les mêmes droits et responsabilités vis-à-vis du processus de MRC que les GRT visés au paragraphe 1 ; ils doivent notamment accepter que cette méthodologie s'applique également aux parties concernées dans leur zone de contrôle ;
  - c. qu'ils acceptent toutes les autres conditions liées à la nature volontaire de leur participation au processus de MRC que les GRT visés au paragraphe 1 peuvent fixer ;
  - d. que les GRT visés au paragraphe 1 aient conclu un accord régissant les modalités de participation volontaire avec les GRT visés au présent paragraphe ;
  - e. que, une fois que les GRT participant de manière volontaire au processus de MRC ont démontré leur respect objectif des exigences énoncées aux points (a), (b), (c) et (d), les GRT visés au paragraphe 1, après avoir vérifié que les critères (a), (b), (c) et (d) sont remplis, aient approuvé une demande émanant du GRT souhaitant se joindre au processus de MRC conformément à la procédure prévue à l'article 5, paragraphe 3 du règlement 2017/1485.
4. Les GRT visés au paragraphe 1 veillent à ce que les GRT participant volontairement au processus de MRC conformément au paragraphe 3 respectent leurs obligations. Si un GRT participant au processus de MRC conformément au paragraphe 3 ne respecte pas ses obligations essentielles et compromet, de ce fait, de manière significative la mise en œuvre et le fonctionnement du Règlement 2017/1485, les GRT visés au paragraphe 1 rompent la participation volontaire de ces GRT au processus de MRC conformément à la procédure prévue à l'article 5, paragraphe 3 du Règlement 2017/1485.

## **Article 2**

### **Définitions et interprétation**

Aux fins de cette Proposition, les termes utilisés ont la même signification que dans les définitions de l'article 3 du Règlement 2017/1485 et dans les autres textes de la législation qui y sont référés ainsi que l'Article 2 de méthodologie relative au modèle de réseau commun conformément à l'article 17 du règlement (UE) 2015/

## **Article 3**

### **Scénarios**

1. Lors de l'élaboration des modèles de réseau individuels pour l'échéance annuelle visés à l'article 66 du Règlement 2017/1485, chaque GRT doivent construire un modèle de réseau individuel (MRI) pour chacun des scénarios développés suivant l'article 65 du Règlement 2017/1485 ainsi que tous les scénarios supplémentaires définis suivant la méthodologie développée suivant l'Article 18 du Règlement (UE) 2017/1485.

2. Lors de l'élaboration des modèles de réseau individuels pour chaque unité de temps du marché, la veille de l'échéance et lors de l'élaboration des MRI pour chaque unité de temps du marché à venir le jour de l'échéance, chaque GRT applique les principes généraux énoncés au paragraphe 3,
3. Les principes suivants s'appliquent à tous les scénarios pour les échéances journalières et infrajournalières 2017/1485:
  - a. situation prévisionnelle pour la topologie du réseau
    - i. les indisponibilités, quelle qu'en soit la raison, doivent être modélisées, que l'élément de réseau soit disponible pendant toute ou partie de la durée de la période du scénario ou non;
    - ii. les éléments de réseau qui prennent en charge le contrôle de la tension sont inclus bien qu'ils puissent être désactivés pour des raisons opérationnelles ;
    - iii. la topologie reflète la situation opérationnelle.
  - b. lorsque les données structurelles changent pendant la période à laquelle se rapporte le scénario,
    - i. les éléments de réseau ajoutés ou supprimés sont inclus pendant toute la durée de la période du scénario et sont retirés de la topologie du MRI dans tous les scénarios où ils ne sont pas disponibles pendant au moins une partie de la durée de la période du scénario ;
    - ii. les modifications des caractéristiques des éléments de réseau sont traitées en incluant les caractéristiques dont l'utilisation est la plus conservatrice en termes de sécurité d'exploitation ;
  - c. limites d'exploitation
    - i. chaque GRT applique à chaque élément de réseau les limites appropriées correspondant à l'article 14(3) pour chaque élément du réseau ; ;
    - ii. pour les limites thermiques, chaque GRT utilise aussi bien les TMAP que les TMAT.
  - d. concernant la situation de production prévisionnelle,
    - i. pour la production intermittente, chaque GRT utilise la dernière prévision de production intermittente ;
    - ii. pour la production dispatchable, chaque GRT construit sa prévision sur les programmes ;
  - e. concernant la situation de consommation prévisionnelle,
    - i. chaque GRT construit sa prévision sur la base des meilleures prévisions de consommation;
  - f. concernant la position nette dans chaque zone de dépôt des offres et le flux pour chaque ligne de courant continu,
    - i. chaque GRT doit utiliser les derniers résultats disponibles suivant l'article 13 et l'article 18



## Article 4

### Modèles de réseau individuels

1. Conformément à l'article 66(1) du Règlement 2017/1485, chaque GRT construit un modèle de réseau annuel pour chacun des scénarios développés selon l'article 65 du Règlement 2017/1485
2. Conformément à l'Article 70(2) du Règlement 2017/1485, chaque GRT doit construire un MRI journalier pour chaque unité de temps de marché du jour de l'échéance. Le point milieu de chaque unité de temps de marché doit être utilisé comme horodate.
3. Conformément à l'Article 70(2) du Règlement 2017/1485, chaque GRT doit construire, avant chaque temps de référence, un MRI pour chaque unité de temps de marché entre le temps de référence et huit heures après le temps de référence. Les temps de référence seront 00:00h, 08:00h, et 16:00h. Les points milieu de chaque unité de temps de marche seront utilisés comme horodates.
4. Conformément à l'article 70(2) et à l'article 76(1) du Règlement 2017/1485, chaque GRT de chaque région de calcul de capacité doit construire un MRI pour l'échéance infra journalière pour chaque unité de temps du jour de l'échéance entre les temps de référence additionnels définis selon l'article 76(1)(a) (le cas échéant) et le temps T heures après le temps de référence. Tous les GRT d'une région de calcul de capacité doivent définir ensemble le paramètre T ainsi que les temps de références supplémentaires selon l'article 76(1)(a) du Règlement 2017/1485 et publier cette information sur internet (le cas échéant). Le point milieu de chaque unité de temps de marché doit être utilisé comme horodate.
5. Lors de l'élaboration des MRI, afin de garantir leur qualité, leur cohérence et leur complétude chaque GRT doit suivre les étapes suivantes :
  - a. élaborer un modèle d'équipement actualisé comprenant les données structurelles décrites dans les articles 5 à 11 ;
  - b. identifier et intégrer les modifications structurelles, conformément aux principes énoncés à l'article 3 ;
  - c. incorporer la mise à jour des hypothèses d'exploitation en incluant dans le modèle les données variables décrites aux articles 12 à 16 ;
  - d. échanger avec tous les autres GRT les données décrites à l'article 17, par l'intermédiaire de l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation r visé à l'article 21 ;
  - e. appliquer les règles communes pour déterminer la position nette dans chaque zone de dépôt des offres et les flux pour chaque ligne de courant continu, comme énoncé aux articles 18 et 19 ;
  - f. veiller à ce que le modèle donne une représentation fidèle des positions nettes et des flux sur les lignes de courant continu établis conformément aux articles 18 et 19 ;
  - g. veiller à ce que les actions correctives déjà décidées (le cas échéant) soient incluses dans les modèles et puissent être clairement identifiées conformément aux exigences de l'article 70(4) du Règlement 2017/1485 et soient conformes, entre autres, à la méthodologie relative à la préparation des actions correctives opérées de façon coordonnée conformément à l'article 76(1)(b) du Règlement 2017/1485, et à l'objectif général de traitement non discriminatoire, conformément à l'article 4, paragraphe 2 du Règlement 2017/1485;
  - h. effectuer un calcul de répartition afin de vérifier

- i. la convergence du calcul ;
    - ii. la plausibilité des tensions nodales et des flux de puissance active et réactive sur les éléments de réseau ;
    - iii. la plausibilité de la puissance active et réactive de sortie de chaque générateur ;
    - iv. la plausibilité de la consommation de puissance réactive/puissance réactive de sortie des dispositifs réactifs connectés en dérivation ; et
    - v. le respect des règles de sécurité d'exploitation applicables ;
  - i. si nécessaire, modifier le modèle d'équipement et/ou les hypothèses d'exploitation et répéter l'étape (h) ;
  - j. le cas échéant, procéder à la réduction de réseau conformément à l'article 11 ;
  - k. conformément à l'article 79(2) du Règlement 2017/1485, exporter le MRI et le mettre à disposition pour le fusionner dans un modèle de réseau commun via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21 ;
  - l. veiller à ce que le MRI réponde aux critères de qualité conformément à l'article 23 ;
  - m. s'il y a lieu, répéter les étapes pertinentes conformément aux autres obligations énoncées dans cette méthodologie.
6. Chaque GRT respecte le processus de fusion des MRI dans un MRC, comme décrit à l'article 20.
7. Chaque GRT respecte les exigences fixées à l'article 22. Toutes les heures indiquées dans la présente Proposition de MMRC font référence à l'heure du marché telle que définie à l'article 2, paragraphe 15 du Règlement 2017/1485.

## **Article 5**

### **Données qui doivent figurer dans les MRI**

1. Les MRI doivent contenir les éléments des réseaux de transport 220 kV et supérieurs, en incluant les systèmes HVDC. Les éléments du réseau de transport d'un niveau de tension inférieur à 220 kV doivent être inclus s'ils ont un impact significatif sur le réseau de transport des GRT. Au minimum, cela exige d'inclure les éléments de haute tension et très haute tension utilisés dans l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional pour l'échéance concernée ainsi que les parties additionnelles du réseau qu'il est nécessaire d'inclure pour obtenir une représentation appropriée des parties correspondantes du réseau, y compris les éléments qui y sont connectés..
2. Un identifiant unique est prévu pour chaque élément de réseau inclus.
3. Lorsque cette méthodologie fait référence à une ventilation par sources d'énergie primaire, une ventilation en sources d'énergie primaire conformes à celles utilisées par la plateforme centrale de transparence des informations au titre du Règlement n° 543/2013 est requise.
4. Si le GRT ne peut pas accéder à l'une quelconque des données requises, il utilise sa meilleure estimation à la place.

## Article 6

### Éléments de réseau

1. Les éléments de réseau décrits au paragraphe 2 du présent article figurent dans chaque MRI, qu'ils soient exploités par le GRT ou un GRD (ou un Gestionnaire de Réseau Fermé de Distribution GRFDE), si ces éléments de réseau ont un niveau de tension
  - a. de 220 kV ou plus ;
  - b. inférieur à 220 kV, et sont utilisés dans l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional.
2. Les éléments de réseau pertinents et les données à fournir pour ceux-ci sont
  - a. pour les postes électriques : niveaux de tension, sections de barres et, si cela s'applique à la modélisation utilisée par le GRT, les organes de coupure, comprenant l'identifiant et le type d'organe de coupure, dont le disjoncteur, le sectionneur ou l'interrupteur ;
  - b. pour les lignes ou câbles : caractéristiques électriques, postes électriques auxquels ils/elles sont connecté(e)s ;
  - c. pour les transformateurs de puissance, notamment les transformateurs-déphaseurs : caractéristiques électriques, postes électriques auxquels ils sont connectés, type de changeur de prise et type de régulation, le cas échéant ;
  - d. pour les dispositifs de compensation de puissance et systèmes flexibles de transport en courant alternatif (FACTS) : type, caractéristiques électriques et type de régulation, le cas échéant.
3. Un modèle ou un modèle équivalent de ces parties du réseau fonctionnant à une tension inférieure à 220 kV figure dans le MRI, que les parties soient exploitées par le GRT ou un GRD (ou GRFDE), si
  - a. ces parties ont des éléments qui sont utilisés dans l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional ou
  - b. les éléments de réseau pertinents figurant dans ces parties du réseau connectent
    - i. un générateur ou une unité de consommation modélisé(e) en détail conformément aux articles 8 ou 9, à un niveau de tension de 220 kV ou supérieur ;
    - ii. deux nœuds à un niveau de tension de 220 kV ou supérieur.
4. Les modèles et modèles équivalents des parties du réseau opérées à des niveaux de tension s inférieurs à 100 kV ne pourront être inclus que s'ils sont nécessaire à une représentation appropriée des parties correspondantes du réseau, y compris les éléments qui y sont connectés.
5. Nonobstant le niveau de tension, les modèles et modèles équivalent de réseau, conformément au paragraphe 3 et 4, contiennent au moins des agrégats de consommation séparés de la production et des capacités de production ventilées par sources d'énergie primaire et séparées de la consommation dans les parties correspondantes du réseau, ventilées par postes électriques du modèle équivalent ou postes électriques auxquels les parties correspondantes du réseau sont connectées.

## Article 7

### Points frontière

1. Pour chaque frontière pertinente, les GRT concernés délimitent leurs responsabilités respectives concernant la modélisation du réseau, en s'accordant sur les points frontière correspondants.
2. Chaque GRT englobe dans son MRI tous les éléments de réseau pertinents se trouvant de son côté de chaque point frontière.
3. Chaque GRT dote chaque point frontière de son MRI d'une injection fictive.

## Article 8

### Production

1. Les générateurs, y compris compensateurs synchrones et les pompes, sont modélisés en détail s'ils sont connectés à un niveau de tension
  - a. de 220 kV ou plus ;
  - b. inférieur à 220 kV, et sont utilisés dans l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional.
2. Plusieurs générateurs identiques ou similaires peuvent être modélisés en détail par leur équivalent regroupé, si cette approche de modélisation est suffisante par rapport à l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional. Pour les générateurs modélisés en détail par leur équivalent regroupé, un modèle équivalent figure dans le MRI.
3. La capacité de production non modélisée en détail figure dans le MRI modélisée sous forme d'agrégats.
4. Pour les générateurs modélisés en détail ainsi que pour les agrégats de capacité de production, séparés par sources d'énergie primaire et séparés de la consommation, les données suivantes figurent dans le MRI :
  - a. point de raccordement ;
  - b. source d'énergie primaire.
5. Pour les générateurs modélisés en détail, les données suivantes figurent dans le MRI :
  - a. les puissances actives maximale et minimale définies comme étant les valeurs entre lesquelles le générateur peut moduler. Pour les stations de transfert d'énergie par pompage, deux cycles sont modélisés et deux diagrammes doivent être fournis (un pour le mode production et un pour le mode pompage) ;
  - b. le type de mode de régulation (parmi les suivants : « désactivé », « réglage de tension », « contrôle du facteur de puissance », « contrôle de la puissance réactive ») et, pour les générateurs commandés en tension, les nœuds régulés lorsque le réglage de tension est activé ;
  - c. les valeurs maximales et minimales de puissance réactive lorsque les puissances actives minimale et maximale sont fournies ainsi que, si cela est nécessaire pour l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional, la courbe de capacité associée ;
  - d. la consommation auxiliaire du générateur qui représente la consommation interne du générateur est modélisée en tant que consommation fixe au point de raccordement du

générateur si cela est nécessaire pour l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional.

6. Pour les générateurs modélisés sous forme d'agrégats, les données suivantes figurent dans le MRI :
  - a. les agrégats de capacité de production séparés par sources d'énergie primaire et séparés de la consommation dans les parties correspondantes du réseau, ventilés par postes électriques du modèle équivalent ou postes électriques auxquels les parties correspondantes du réseau sont connectées.

## **Article 9**

### **Consommation**

1. Les unités de consommation sont modélisées en détail si elles sont connectées à un niveau de tension
  - a. de 220 kV ou plus ;
  - b. inférieur à 220 kV, et sont utilisées dans l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional.
2. Plusieurs unités de consommation identiques ou similaires peuvent être modélisées en détail par leur équivalent regroupé, si cette approche de modélisation est suffisante par rapport à l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional. Pour les unités de consommation modélisées en détail par leur équivalent regroupé, un modèle équivalent figure dans le MRI.
3. La consommation non modélisée en détail figure dans le MRI modélisé, sous forme d'agrégats.
4. Pour les unités de consommation modélisées en détail et pour les agrégats de consommation séparés de la production, les données suivantes figurent dans le MRI :
  - a. point de raccordement ;
  - b. facteur de puissance ou puissance réactive ;
  - c. indicateur fixe/affine (où la valeur « true » ou « vrai » signifie que la consommation de puissance active et réactive de l'unité de consommation est modifiée au prorata de la consommation globale lors d'une modification globale de la consommation).
5. Pour les unités de consommation modélisées sous forme d'agrégats, les données suivantes figurent dans le MRI :
  - a. les agrégats de consommation (séparés de la production) dans les parties correspondantes du réseau, ventilées par postes électriques du modèle équivalent ou postes électriques auxquels les parties correspondantes du réseau sont connectées.

## **Article 10**

### **Liaisons de courant continu**

1. Les liaisons de courant continu sont modélisées, qu'elles soient entièrement situées à l'intérieur d'une zone de dépôt des offres unique ou qu'elles relient deux zones de dépôt des offres.
2. Le GRT dont la ou les zone(s) de dépôt des offres contien(nen)t la liaison de courant continu ou les GRT dont les zones de dépôt des offres sont reliées par la liaison de courant continu décident du

degré de détail de modélisation de ladite liaison. Il(s) fonde(nt) sa/leur décision sur les fonctions pour lesquelles la liaison de courant continu doit être utilisée. Par défaut, une liaison de courant continu est modélisée en détail et la partie AC/DC est échangée par les GRT concernés à moins que les fonctions pour lesquelles elle est utilisée ne le requièrent pas.

3. Pour les liaisons de courant continu modélisées en détail et pour celles modélisées de manière simplifiée, les données suivantes sont incluses :
  - a. les points de raccordement.
4. Pour les liaisons de courant continu entre zones, modélisées en détail, les GRT concernés conviennent duquel d'entre eux doit fournir le modèle détaillé, soit en l'englobant dans son MRI, soit en le mettant à disposition séparément. Si les liaisons de courant continu relient la zone MRC avec une zone de dépôt des offres qui ne fait pas partie de la zone MRC, le GRT se trouvant dans la zone MRC englobe le modèle détaillé dans son MRI. Les modèles détaillés de liaisons de courant continu comprennent :
  - a. les caractéristiques électriques ;
  - b. le type et les caractéristiques des régulations supportées.
5. Les liaisons de courant continu modélisées de manière simplifiée sont représentées par des injections équivalentes aux points de raccordement.
6. Si les liaisons de courant continu relient la zone MRC avec une zone de dépôt des offres qui ne fait pas partie de la zone MRC, le GRT se trouvant dans la zone MRC s'efforce de conclure un accord avec les propriétaires des liaisons de courant continu non liés par cette méthodologie en vue d'assurer leur coopération pour satisfaire les exigences énoncées dans le présent article.

## **Article 11**

### **Modélisation des réseaux adjacents**

1. Chaque GRT modélise les liaisons de courant continu avec les réseaux adjacents conformément à l'article 10.
2. Chaque GRT modélise les liaisons en courant alternatif avec les réseaux adjacents, comme décrit dans le présent article.
3. Au début du processus décrit à l'article 4, chaque GRT utilise un modèle équivalent des réseaux adjacents dans son MRI.

## **Article 12**

### **Topologie**

1. Lors de l'élaboration de son MRI, chaque GRT veille à ce que :
  - a. le MRI indique l'état, ouvert ou fermé, de tous les organes de coupure modélisés ;
  - b. le MRI indique la position de prise de tous les transformateurs de puissance modélisés avec régleur en charge, y compris les transformateurs-déphaseurs ;

- c. la topologie du MRI reflète les indisponibilités prévues ou forcées des équipements modélisés qui sont connues indisponibles en accord avec les scénarios décrits dans l'Article 3 ;
- d. la topologie du MRI soit mise à jour pour refléter les actions correctives décidées sur la base des méthodologies visées par les articles 76(1)(b) du Règlement 2017/1485 ainsi que les autres actions curatives topologiques convenues, le cas échéant ;
- e. compte tenu des points c) et d), la topologie du MRI reflète la meilleure situation d'exploitation prévisionnelle ;
- f. les détails des modèles et de l'état de connectivité des interconnexions et des liaisons permanentes avec d'autres GRT soient cohérent avec les MRI des GRT voisins concernés ;
- g. la topologie des tous les MRI créés pour les besoins de l'échéance infra journalière doit reflété l'indisponibilité fortuite des équipements modélisés

### Article 13

#### Injections d'énergie et consommation

1. Lors de l'élaboration de son MRI, chaque GRT respecte les principes généraux suivants relatifs aux injections d'énergie et à la consommation :
  - a. Pour le plan d'injection d'énergie,
    - i. le MRI spécifie une injection de puissance active et réactive pour chaque générateur en service modélisé, y compris compensateurs synchrones et les pompes. Cela s'applique pour chaque générateur, qu'il soit modélisé en détail de manière individuelle ou regroupée ou sous forme agrégée ;
    - ii. l'injection de puissance active et réactive spécifiée pour chaque générateur modélisé est cohérente avec les limites de puissance active et réactive maximale et minimale spécifiées et/ou la courbe de capacité réactive applicable ;
    - iii. les injections de puissance active associées à la production au sein du MRI sont cohérentes avec les actions correctives concernées conformément à l'article 76(1)(b) du Règlement 2017/1485 et avec les autres mesures requises pour maintenir le système dans les limites de sécurité d'exploitation applicables, y compris, sans toutefois s'y restreindre, la fourniture de réserves suffisantes de puissance active à la hausse et à la baisse requises pour la gestion de fréquence ;
  - b. Pour le plan de consommation,
    - i. le MRI spécifie un soutirage de puissance active et réactive pour chaque unité de consommation et pompe en service modélisées ;
    - ii. la somme des soutirages de puissance active de consommation modélisée, correspondant aux unités de consommation et pompes en service modélisées, égale la charge totale du scénario concerné.
2. Lors de l'élaboration de son MRI, chaque GRT respecte les principes suivants relatifs aux injections d'énergie :

- a. afin d'établir le plan d'injection pour le scénario concerné, le GRT modifie globalement ou individuellement les injections de puissance active associées aux générateurs modélisés ;
- b. pour les générateurs modélisés en détail, l'état de disponibilité tient compte des éléments suivants en accord avec les scénarios décrits dans l'Article 3 :
  - i. les plannings de retrait ;
  - ii. les profils de test ;
  - iii. toute indisponibilité programmée ;
  - iv. les éventuelles restrictions de capacité de puissance active ;
- c. pour les générateurs dispatchables modélisés en détail, le plan de production tient compte des éléments suivants en accord avec les scénarios décrits dans l'Article 3 :
  - i. pour tous les scénarios
    - 1. l'état de disponibilité ;
    - 2. les politiques et accords de priorisation applicables ;
  - ii. pour les modèles annules, la meilleure prévision de répartition reposant sur une sélection des éléments suivants :
    - 1. les données commerciales/du marché actuelles, historiques ou prévisionnelles pertinentes ;
    - 2. une distinction entre la production de base et la production marginale ;
    - 3. les clés de répartition de la variation de la production établies, la présence économique ou les facteurs de participation ;
    - 4. toutes autres informations pertinentes ;
  - iii. pour les modèles journaliers et infra journaliers
    - 1. les derniers programmes de marché disponibles
- d. pour les générateurs dispatchables modélisés sous forme d'agrégats, le plan de production tient compte :
  - i. pour tous les scénarios, de la meilleure prévision de répartition reposant sur une sélection des éléments suivants :
    - 1. les données commerciales/du marché actuelles, historiques ou prévisionnelles pertinentes ;
    - 2. une distinction entre la production de base et la production marginale ;
    - 3. les clés de répartition de la variation de la production établies, la présence économique ou les facteurs de participation ;
    - 4. les données concernant la capacité de production des générateurs modélisés sous forme d'agrégats, séparées par sources d'énergie primaire et séparées de la consommation, et gérées par un agrégateur dont les données sont utilisées dans l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional, ventilées par postes électriques du modèle équivalent ou postes électriques auxquels les parties correspondantes du réseau sont connectées.
    - 5. toutes autres informations pertinentes ;
- e. pour tous les scénarios, pour les générateurs intermittents modélisés en détail, le plan de répartition modélisé tient compte de l'état de disponibilité en accord avec les scénarios décrits dans l'Article 3 ;



- f. pour les générateurs intermittents, qu'ils soient modélisés en détail ou sous forme d'agrégats, le plan de répartition modélisé tient compte de la prévision en accord avec les scénarios décrits dans l'Article 3.
  - i. Pour les modèles annuels, la prévision la plus appropriée en lien avec les scénarios définis selon l'article 65(1) du règlement 2017/1485
  - ii. Pour les modèles journaliers et infra journaliers, la dernière prévision de générateurs intermittents venant de prévision météorologiques ;
- 3. Lors de l'élaboration de son MRI, chaque GRT respecte les principes suivants relatifs aux unités de consommation :
  - a. afin d'établir le plan de consommation, le GRT met à l'échelle ou modifie individuellement les soutirages de puissances active et réactive nodales associées aux pompes et unités de consommation modélisées ;
  - b. pour tous les scénarios, cela repose sur une sélection de ce qui suit :
    - i. les données de référence historiques représentatives pour la saison, le jour et l'heure concernés, ainsi que d'autres données pertinentes ;
    - ii. les données SCADA et/ou mesurées ;
    - iii. les données d'état estimées ;
    - iv. les données prévisionnelles ou d'analyse statistique ;
    - v. une distinction entre les consommations fixes et affines ;
    - vi. les retraits programmés au moins pour les unités de consommation modélisées en détail ;
    - vii. pour les unités de consommation modélisées en détail, la consommation maximale de puissance active et les caractéristiques de contrôle de la puissance réactive, le cas échéant, ainsi que la puissance active maximale et minimale disponible pour la participation active de la demande et la durée maximale et minimale des éventuelles utilisations potentielles de cette puissance au titre de la participation active de la demande ;
    - viii. pour la consommation modélisée sous forme d'agrégats et gérée par un agrégateur dont les données sont utilisées dans l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional, les agrégats de puissance active maximale et minimale disponibles pour la participation active de la demande, séparés de la production, et la durée maximale et minimale des éventuelles utilisations potentielles de cette puissance au titre de la participation active de la demande, gérée par l'agrégateur dans les parties correspondantes du réseau, ventilées par postes électriques du modèle équivalent ou postes électriques auxquels les parties correspondantes du réseau sont connectées ;
    - ix. pour la consommation modélisée sous forme d'agrégats et gérée par un agrégateur dont les données sont utilisées dans l'analyse régionale de la sécurité d'exploitation, une prévision de la puissance active disponible sans restriction pour la réponse à la demande et la réponse à la demande planifiées
    - x. pour les modèles journaliers et infra-journaliers, pour les consommation modélisées en détail, les MRI doivent refléter les consommation de consommation active programmée et les consommation réactives prévues
    - xi. toutes autres informations pertinentes ;

## Article 14

### Surveillance

1. Lors de l'élaboration des MRI, chaque GRT respecte les règles énoncées dans le présent article concernant les limites de sécurité d'exploitation pour tous les éléments de réseau modélisés.
2. Pour chaque scénario, toutes les limites d'exploitation sont cohérentes avec les conditions d'exploitation, y compris, sans toutefois s'y restreindre, la saison et d'autres facteurs environnementaux et météorologiques pertinents.
3. Pour chacun des scénarios, chaque GRT veille à ce que
  - a. le MRI précise, pour chaque ligne et câble de transport, transformateur et équipement de courant continu concerné modélisés, soit
    - i. un TMAP (si la limite ne dépend pas des conditions météorologiques) ou le transit avant défaut ; ou
    - ii. la meilleure limite prévisionnelle (si la limite dépend des conditions météorologiques) ou le transit avant défaut ;
  - b. le MRI précise, pour les actifs concernés, un ou plusieurs TMAP, reflétant la saison correspondante et reposant sur le TMAP applicable, pour chaque ligne et câble de transport, transformateur et équipement concerné, explicitement modélisés ;
  - c. le MRI spécifie une durée de TMAP pour tous les équipements de transport pour lesquels un TMAP est spécifié, et pour chaque TMAP spécifié ;
  - d. le MRI spécifie un courant de déclenchement pour chaque équipement de transport concerné explicitement modélisé, le cas échéant ;
  - e. le MRI reflète comme il se doit les tensions maximale et minimale acceptables pour chaque niveau de tension nominale, conformément aux codes, normes, licences, politiques et accords pertinents applicables localement ;
  - f. les limites de sécurité d'exploitation applicables aux interconnexions et liaisons permanentes avec d'autres GRT soient cohérentes avec les MRI des GRT voisins concernés ;
  - g. les limites de sécurité d'exploitation spécifiées dans le MRI soient cohérentes mutuellement ;
  - h. le MRI précise les limites de TMAP et TMAP sur les équipements individuels ou groupes d'équipements de transport concernés afin d'intégrer les contraintes locales de transport qui ne sont pas associées à la sécurité thermique ou de tension en régime permanent, y compris les contraintes liées à la stabilité transitoire ou en tension ;
  - i. pour tous les modèles équivalents d'équipements de transport et pour les équipements modélisés non exploités par le GRT, y compris les réseaux de distribution, qui sont pertinents par rapport à l'analyse de la sécurité d'exploitation et au calcul de la capacité d'échange entre zones, le MRI précise les limites d'exploitation équivalentes appropriées.

## Article 15

### Paramètres de contrôle

1. Lors de l'élaboration de chaque MRI, chaque GRT spécifie les paramètres de contrôle appropriés pour au moins les équipements de régulation modélisés et pertinents suivants :
  - a. transformateurs de puissance et régulateurs en charge associés ;
  - b. transformateurs-déphaseurs et régulateurs en charge associés ;
  - c. dispositifs de compensation de puissance réactive, y compris, sans toutefois s'y restreindre,
    - i. compensateurs en dérivation, y compris les inductances ou condensateurs en dérivation ou les batteries d'inductances ou de condensateurs en dérivation commutables par gradin ;
    - ii. compensateurs statiques d'énergie réactive ;
    - iii. compensateurs synchrones ;
    - iv. compensateurs statiques synchrones (STATCOM) et tous autres systèmes flexibles de transport en courant alternatif (FACTS) ;
  - d. producteurs aidant à la régulation de tension ;
  - e. équipements de courant continu.
2. Concernant les équipements visés aux points (a), (b), (c) et (d) du paragraphe 1, chaque MRI comprend les informations suivantes, le cas échéant :
  - a. état de la régulation (activé/désactivé) ;
  - b. mode de régulation (tension, puissance active, puissance réactive, facteur de puissance, courant ou tout autre mode applicable) ;
  - c. consigne de régulation ou plage cible en kV, MW, MVAR, p.u. ou toutes autres unités appropriées ;
  - d. consigne de régulation en bande morte ;
  - e. facteur de participation à la régulation ;
  - f. nœud régulé.
3. Concernant les équipements visés au point (e) du paragraphe 1, chaque MRI comprend toutes les informations pertinentes concernant ce qui suit, le cas échéant :
  - a. mode d'exploitation (onduleur/redresseur) ;
  - b. régulation (tension, puissance active, puissance réactive, facteur de puissance, courant ou tout autre mode applicable) ;
  - c. consignes de puissance active ;
  - d. consignes de tension ;
  - e. nœuds régulés.
4. Lorsqu'un équipement de courant continu modélisé fait partie d'une interconnexion, chaque GRT veille à ce que les flux résultants sur l'interconnexion soient cohérents avec les flux convenus sur les lignes de courant continu pour le scénario concerné, conformément à l'article 18.
5. Chaque GRT veille à ce que les consignes de tensions et les plages de tension reflètent le scénario correspondant, ainsi que les politiques de régulation de tension et limites de sécurité d'exploitation applicables.

6. Chaque GRT précise au moins un nœud bilan dans chaque MRI en vue de gérer les inadéquations entre la production totale et la demande lors du calcul de répartition des flux.

## **Article 16**

### **Hypothèses concernant les réseaux adjacents**

1. Lors de l'élaboration d'un MRI, chaque GRT actualise les hypothèses d'exploitation liées aux réseaux adjacents en se basant sur les estimations les plus fiables possible. Une fois les contrôles visés à l'article 4, paragraphe 5, alinéa h) terminés, les modèles équivalents des réseaux adjacents sont retirés et remplacés par des injections équivalentes aux points frontière concernés.
2. Pour chaque MRI, la somme des injections aux points frontière est égale à la position nette correspondante.

## **Article 17**

### **Informations connexes**

1. Pour pouvoir appliquer des règles en cas de modification des caractéristiques des MRI pendant les processus opérationnels pertinents, chaque GRT met les informations suivantes à la disposition de tous les GRT par l'intermédiaire environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21 :
  - a. clés de répartition de la variation de la production.

## **Article 18**

### **Positions nettes et flux sur les lignes de courant continu**

1. Pour tous les scénarios relatifs aux échéances annuelles, conformément à l'article 3, chaque GRT suit la procédure d'alignement MRC décrite à l'article 19.
2. Pour tous les scénarios de MRI journaliers et infra journaliers selon l'article 3,
  - a. La meilleure prévision de la position nette de chaque zone de dépôt des offres et le flux sur chaque ligne de courant continu seront basées sur des programmes d'échanges vérifiés et alignés
  - b. Chaque GRT devra partager avec les autres GRT la position nette de sa ou ses zone de dépôt des offres et les valeurs sur chaque ligne à courant continu utilisé dans son MRI via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21 et conformément au processus décrit à l'article 22
3. Pour tous les scénarios, conformément à l'article 3, en cas de zones de dépôt des offres reliées par plusieurs lignes de courant continu, les GRT concernés conviennent de valeurs cohérentes pour les

flux sur les lignes de courant continu à utiliser dans le MRI de chaque GRT. Les GRT mettent également ces valeurs à la disposition de tous les autres GRT.

## Article 19

### Alignement MRC

1. Pour chaque scénario relatif aux modèles annuels conformément à l'article 3, chaque GRT prépare et partage avec tous les autres GRT, par l'intermédiaire de l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21, conformément au traitement du MRC énoncés à l'article 22, ses meilleures prévisions concernant
  - a. la position nette pour sa zone de dépôt des offres, correspondant à sa position nette préliminaire ;
  - b. le flux sur chaque ligne de courant continu connectée à sa zone de dépôt des offres, correspondant aux flux préliminaires sur chaque ligne de courant continu ;
  - c. toutes les autres données d'entrée requises par l'algorithme conformément au paragraphe 2.
2. Tous les GRT définissent conjointement un algorithme qui, pour chaque scénario et pour toutes les zones de dépôt des offres, aligne les positions nettes préliminaires et les flux préliminaires sur chaque ligne de courant continu de manière à ce que, après l'ajustement par l'algorithme,
  - a. la somme des positions nettes ajustées pour toutes les zones de dépôt des offres dans la zone MRC équilibre la position nette ciblée pour la zone MRC ;
  - b. pour toutes les zones de dépôt des offres reliées par au moins une ligne de courant continu, la somme des flux sur toutes les lignes de courant continu soit mutuellement cohérente pour les deux zones de dépôt des offres concernées.
3. L'algorithme a les propriétés ou caractéristiques suivantes afin de s'assurer que aucune discrimination induite ne soit introduite entre les échanges internes et ceux entre zones :
  - a. les alignements des positions nettes préliminaires et des flux préliminaires sur chaque ligne de courant continu sont répartis sur toutes les zones de dépôt des offres et aucune zone de dépôt des offres ne bénéficie d'un traitement de faveur ou d'un statut privilégié concernant le fonctionnement de l'algorithme ;
  - b. lors de la détermination des ajustements nécessaires, l'algorithme donne, dans sa fonction objective, un poids approprié aux éléments suivants :
    - i. les ajustements requis pour chaque position nette préliminaire et les flux préliminaires sur chaque ligne de courant continu, qui sont réduits au maximum ;
    - ii. la capacité d'une zone de dépôt des offres à ajuster sa position nette préliminaire et les flux préliminaires sur chaque ligne de courant continu, en fonction de critères objectifs et transparents ;
  - c. l'algorithme appliquera des critères de cohérence et qualité objectifs et transparents que les données d'entrée requises par chaque GRT doivent respecter ;
  - d. l'algorithme est suffisamment robuste pour fournir les résultats conformément au paragraphe 2, en toutes circonstances, compte tenu des données d'entrée qui lui sont fournies.
4. Les GRT conviennent de procédures

- a. pour réduire la valeur absolue de la somme des positions nettes préliminaires pour toutes les zones de dépôt des offres dans la zone MRC ; et
  - b. pour fournir des données d'entrée actualisées si nécessaire ; et
  - c. pour prendre en compte les limites de stabilité et capacité de réserve, s'il est nécessaire de mettre à jour les données d'entrée.
5. Les GRT révisent régulièrement l'algorithme et l'améliorent, le cas échéant.
  6. Les GRT publient l'algorithme dans le cadre des données à fournir conformément à l'article 31(3), du Règlement 2017/1485 et à l'article 26(3) du règlement 2016/1719. Si l'algorithme a été modifié au cours de la période considérée, les GRT indiquent clairement quel algorithme a été utilisé pendant cette période et expliquent les raisons d'une telle modification.
  7. Tous les GRT veillent conjointement à ce que l'algorithme soit accessible aux parties concernées via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21.
  8. chaque GRT désigne un Coordinateur de la sécurité Régionale qui assume, au nom du GRT, les tâches suivantes, conformément au traitement décrit à l'article 22 :
    - a. vérifier l'exhaustivité et la qualité des données d'entrée fournies conformément au paragraphe 1 et, si nécessaire, remplacer les données manquantes ou les données de qualité insuffisante par des données de substitution ;
    - b. appliquer l'algorithme afin de calculer, pour chaque scénario et chaque zone de dépôt des offres, les positions nettes alignées et les flux alignés sur toutes les lignes de courant continu qui répondent aux exigences énoncées au paragraphe 2 et les mettre à la disposition de tous les GRT, via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21 ;
    - c. faire en sorte que les résultats obtenus soient cohérents avec ceux obtenus par tous les autres coordinateur régionaux de la sécurité (le cas échéant).
  9. Conformément à l'article 4, paragraphe 5, alinéa f), chaque GRT veille à ce que son MRI soit cohérent avec la position nette alignée et les flux alignés sur les lignes de courant continu fournis par le coordinateur régional de la sécurité.

## **Article 20**

### **Modèle de réseau commun**

1. Conformément à l'article 77(1)(a) du Règlement 2017/1485, chaque GRT désigne un coordinateur régional de la sécurité qui assume, au nom du GRT, les tâches suivantes, conformément au traitement décrit à l'article 22 :
  - a. vérifier la cohérence des MRI fournis par le GRT par rapport aux critères de qualité définis au titre de l'article 23 ;
  - b. si un MRI ne passe pas le contrôle qualité visé au point (a), soit obtenir un nouveau MRI de qualité suffisante auprès du GRT responsable, soit le remplacer par un MRI de substitution conformément aux règles de substitution visées au paragraphe 4 et rendre ce MRI validé

- disponible via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21;
- c. appliquer les exigences visées au paragraphe 2 afin de fusionner tous les MRI dans un MRC, conformément à l'article 79 du Règlement 2017/1485, et mettre les MRC qui en résultent à la disposition de tous les GRT, via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21;
  - d. veiller à ce que chaque MRC créé soit cohérent avec ceux obtenus par tous les autres coordinateurs régionaux de la sécurité (le cas échéant) ;
  - e. identifier les cas de non-respect des limites de sécurité d'exploitation dans le MRC ;
  - f. obtenir de la part des GRT concernés des MRI actualisés par rapport aux actions correctives coordonnées le cas échéant et, s'il y a lieu, répéter les étapes (a) à (e) ;
  - g. valider le MRC qui en résulte en vérifiant qu'il est cohérent avec ceux obtenus par tous les autres coordinateurs régionaux de la sécurité (le cas échéant) et le mettre à disposition via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21
2. Tous les GRT définissent conjointement les exigences applicables aux coordinateurs régionaux de la sécurité et au processus de fusion conformément à l'article 23.
  3. Chaque coordinateur régional de la sécurité répond aux exigences visées au paragraphe 2 et met en œuvre les exigences applicables au processus de fusion visé au paragraphe 2.
  4. Tous les GRT définissent conjointement les règles de substitution applicables aux MRI qui ne répondent pas aux critères de qualité énoncés à l'article 23.
  5. Chaque GRT fournit les données requises par les règles de substitution visées au paragraphe 4 via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21

## Article 21

### **Environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation**

1. Tous les GRT doivent déléguer la mise en œuvre et l'administration d'un environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation qui fournit au moins les services décrits au paragraphe 2 conformément à l'article 114 du Règlement n°2017/1485.
2. L'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation prend en charge, a minima, le processus de MRC de la manière suivante et a toutes les fonctionnalités nécessaires pour ce faire :
  - a. Modèles annuels - chaque GRT est en mesure d'utiliser l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation afin de partager avec tous les autres GRT, conformément au traitement du MRC décrit à l'article 22, ses meilleures prévisions concernant

- i. la position nette pour sa zone de dépôt des offres, englobant sa position nette préliminaire ;
  - ii. le flux sur chaque ligne de courant continu connectée à sa zone de dépôt des offres, englobant les flux préliminaires sur chaque ligne de courant continu ;
  - iii. toutes les autres données d'entrée requises par l'algorithme conformément à l'article 19, paragraphe 2 ;
- b. l'algorithme conformément à l'article 19, paragraphe 2 est accessible via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation ;
- c. le ou les coordinateur(s) régional(aux) de la sécurité est/sont en mesure de mettre les positions nettes alignées et les flux alignés sur les lignes de courant continu qui répondent aux exigences énoncées à l'article 19, paragraphe 2, à la disposition de tous les GRT, via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation ;
- d. Modèles journaliers et infra journaliers - chaque GRT est en mesure d'utiliser l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation afin de partager avec tous les autres GRT les positions nettes pour toutes ses zone de dépôt des offres et les valeurs de transit sur chaque ligne à courant continue utilisée dans son MRI, conformément au traitement du MRC décrit à l'article 22
- e. l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation est en mesure de permettre à toutes les informations sur les échanges prévus d'être disponibles sur l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation ;
- f. chaque GRT est en mesure de mettre les informations associées, visées à l'article 17, à la disposition de tous les GRT, via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation ;
- g. chaque GRT est en mesure de mettre tous ses MRI à la disposition de l'ensemble des GRT via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation ;
- h. pour chaque GRT et chaque scénario, toutes les données requises par les règles de substitution visées à l'article 20, paragraphe 5, sont disponibles via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation ;
- i. l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation est en mesure de fournir des informations sur l'état de qualité des MRI soumis, y compris sur les substitutions qui étaient nécessaires ;
- j. tous les coordinateurs régionaux de la sécurité sont en mesure de mettre le MRC à la disposition de l'ensemble des GRT via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation ;
- k. toutes les informations requises concernant les points frontière en vertu de l'article 7 sont disponibles via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation ;



- l. les informations et/ou données suivantes sont accessibles par tous les GRT via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation :
  - i. clés de répartition de la variation de la production.

## **Article 22**

### **Traitement du MRC**

1. Lors de la préparation du MRC pour les échéances annuelles, tous les GRT et les coordinateurs régionaux de la sécurité doivent réaliser les étapes suivantes :
  - a. Au 15 Juillet plus trois jours ouvrés de l'année précédant l'année d'échéance, chaque GRT met les positions nettes préliminaires, les flux préliminaires sur les lignes de courant continu, ainsi que toutes autres données d'entrée requises pour le processus d'alignement MRC, à la disposition de tous les GRT, via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21;
  - b. Au 15 Juillet plus cinq jours ouvrés de l'année précédant l'année d'échéance, le ou les coordinateur(s) régional(ux) de la sécurité vérifie/vérifient l'exhaustivité et la qualité des données d'entrée fournies conformément à l'article 19, paragraphe 1 et, si nécessaire, remplace/remplacent les données manquantes ou les données de qualité insuffisante par des données de substitution ;
  - c. Au 15 Juillet plus six jours ouvrés de l'année précédant l'année d'échéance, le ou les coordinateur(s) régional(ux) de la sécurité applique/appliquent l'algorithme afin de calculer, pour chaque scénario et chaque zone de dépôt des offres, les positions nettes alignées et les flux alignés sur toutes les lignes de courant continu qui répondent aux exigences énoncées à l'article 19, paragraphe 2 ;
  - d. Au 15 Juillet plus neuf jours ouvrés de l'année précédant l'année d'échéance, le ou les coordinateur(s) régional(ux) de la sécurité met/mettent ces positions nettes alignées et flux alignés sur les lignes de courant continu à la disposition de tous les GRT, via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21;
  - e. Au 1<sup>er</sup> Septembre, chaque GRT met son MRI à disposition via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation conformément à l'article 21 ; conformément à l'article 4, paragraphe 5, alinéa f), chaque GRT veille à ce que son MRI soit cohérent avec la position nette alignée et les flux alignés sur les lignes de courant continu fournis par le ou les coordinateur(s) régional(ux) de la sécurité ;
  - f. Au 1<sup>er</sup> Septembre plus 5 jours ouvrés, le coordinateur régional de la sécurité du GRT
    - i. vérifie la cohérence du MRI fourni par le GRT par rapport aux critères de qualité définis au titre de l'article 24 ;
    - ii. si un MRI ne passe pas le contrôle qualité visé au point (i), obtient un nouveau MRI de qualité suffisante auprès du GRT responsable ou le remplace par un MRI de

substitution conformément aux règles de substitution visées à l'article 20, paragraphe 5, et rend ce MRI validé disponible via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21;

- g. Au 1<sup>er</sup> Septembre plus 10 jours ouvrés, le coordinateur régional de la sécurité du GRT
  - i. applique les exigences visées à l'article 20, paragraphe 3, afin de fusionner tous les MRI dans un MRC, conformément à l'article 79(5) du Règlement 2017/1485, et met les MRC qui en résultent à la disposition de toutes les parties prenantes via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21;
  - ii. valide chaque MRC obtenu et veille à ce qu'il soit cohérent avec ceux obtenus par tous les autres coordinateurs régionaux de la sécurité (le cas échéant) ;
2. Conformément à l'article 68(1) du règlement 2017/1485, si applicable, les GRT doivent envoyer des modèles mis à jours jusqu'à l'échéance du 1<sup>er</sup> Septembre de chaque année et conformément à l'article 68(2) du règlement 2017/1485 les coordinateurs régionaux de la sécurité doivent préparer des MRC mis à jour jusqu'à l'échéance du 1<sup>er</sup> Septembre plus dix jours ouvrés de chaque année.
3. Les échéances définies dans le paragraphe 1 s'appliquent à la préparation du MRC annuel pour l'ensemble de l'année calendaire, commençant le 1<sup>er</sup> Janvier et finissant le 31 Décembre. Quand l'horizon temporel visé pour le MRC annuel est différente de cela, les échéances devront être décalées en conséquence. Tous les GRT peuvent se mettre d'accord conjointement pour raccourcir ces délais de façon à ce que moins de temps soit utilisable pour la réalisation d'une ou plusieurs des tâches mentionnées au paragraphe 1.
4. T0 est défini comme le moment du processus journalier MRC où chaque GRT doit soumettre son MRC pour le jour suivant afin que le processus MRC avance dès que possible au regard des étapes suivantes du processus. T3 est défini comme le moment du processus journalier MRC où un MRC basé sur au moins une itération complète du processus, i.e., basée sur un ensemble de MRI mis à jour à la lumière des précédentes versions du MRC, doit être rendu disponible pour permettre la suite des étapes du processus dès que possible. T5 est défini comme le moment du processus journalier MRC où toutes les avancées et les décisions basées sur l'analyse de sécurité coordonnée à partir du MRC ont été coordonnées et communiquées et le processus prend fin. Lors de la préparation des MRC journaliers, tous les GRT et les coordinateurs régionaux de la sécurité doivent accomplir les étapes suivantes :
  - a. Au temps T0 moins 95 minutes le jour précédant le jour de l'échéance, chaque GRT met les positions nettes, les flux sur les lignes de courant continu pour tous les scénarios journaliers disponibles via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21. Ces positions nettes et flux sur les lignes de courant continu doivent refléter les échanges entre zones au temps T0 moins 120 minutes. Les GRT dans des zones de dépôt des offres où les échanges infra journaliers entre zones pour le jour suivant ouvrent avant T0 moins 90 minutes doivent utiliser les données de T0 moins 120 minutes.
  - b. Au temps T0 moins 90 minutes le jour précédant le jour de l'échéance, les positions nettes alignées et les flux alignés sur les lignes de courant continu sont mis à la disposition de tous

les GRT, via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21;

- c. Immédiatement après T0 moins 15 minutes le jour précédent le jour de l'échéance, les positions nettes mises à jour et les flux sur les lignes de courant continu mis à jour sont mis à la disposition de tous les GRT, via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21 par les GRT dont les positions nettes et les flux sur les lignes de courant continu ont évolué par rapport aux valeurs établies à T0 moins 120 minutes, à la suite d'actions correctives préventives mises en œuvre par ces GRT. Les positions nettes et les flux sur les lignes de courant continu mis à jour doivent refléter les échanges entre zones au temps T0 moins 120 minutes ainsi que les transaction entre GRT définies entre ce temps et T0 moins 20 minutes dans le but de mettre en œuvre ces actions de correction préventives.
- d. Au temps T0 moins 10 minutes le jour précédent le jour de l'échéance, des positions nettes alignées mises à jour et des flux sur les lignes de courant continu mise à jour pour tous les scénarios journaliers sont mises à disposition des GRT via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation conformément à l'article 21 ;
- e. Au temps T0 le jour précédent le jour de l'échéance, chaque GRT doit rendre son MRI disponible via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation conformément à l'article 21 ; conformément à l'article 4(5)(f), le GRT doit s'assurer que son MRI est cohérent avec les échanges programmés selon l'article 22(4) ainsi qu'avec les actions correctives définies lors des échéances précédentes.
- f. Au temps T0 plus 50 minutes le jour précédent le jour de l'échéance, le coordinateur régional de la sécurité de chaque GRT doit :
  - i. Vérifier la cohérence du MRI fourni par le GRT au regard des critères de qualité définis selon l'article 23 ;
  - ii. Si un MRI ne vérifie pas le test de qualité mentionné au paragraphe (i), soit obtenir un nouveau MRI d'une qualité suffisante de la part du GRT responsable, soit lui substituer un MRI selon les règles de remplacement mentionnées à l'article 20(4) et mettre à disposition ce MRI via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation conformément à l'article 21 ;
- g. au temps T0 plus 60 minutes le jour précédent le jour de l'échéance, le coordinateur régional de la sécurité du GRT doit
  - i. appliquer les exigences définies dans l'article 20(2) afin de fusionner tous les MRI en un MRC selon l'article 79(5) du règlement 2017/1485 et rendre le MRC résultant disponible à toutes les parties prenantes via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation conformément à l'article 21 ;
  - ii. valider chaque MRC obtenu pour garantir sa cohérence avec ceux obtenus par d'autres coordinateurs régionaux de sécurité, le cas échéant

- 
- h. à la suite de la validation du MRC au temps T0 plus 60 minutes le jour précédant le jour de l'échéance
    - i. les GRT et les coordinateurs régionaux de la sécurité doivent mener des analyses de sécurité de l'exploitation coordonnées telles qu'exigées par les méthodologies de coordination des analyses de sécurité de l'exploitation selon l'article 75(1) du règlement 2017/1485, les dispositions communes pour la coordination régionale de la sécurité de l'exploitation selon l'article 76(1) et tout autre procédure ou accord pertinent.
    - ii. Le coordinateur régional de la sécurité mettra à disposition, le cas échéant, un MRC mis à jour incluant toutes actions correctives décidées jusqu'au moment T3 ;
  - i. Le processus sera répété entre les temps T0 et T5 autant qu'exigé par la méthodologie pour la coordination des analyses de sécurité de l'exploitation selon l'article 75(1) du règlement 2017/1485
5. Tous les GRT définissent ensemble les temps T0, T3 et T5 selon la méthodologie pour la coordination des analyses de sécurité de l'exploitation selon l'article 75(1) du règlement 2017/1485 et publient ces temps sur le site internet de l'ENTSO-E. Tous les GRT peuvent convenir ensemble de raccourcir ces délais de façon à ce que moins de temps soit utilisable pour la réalisation d'une ou plusieurs des tâches mentionnées au paragraphe 4.
6. Lors de la préparation des MRC infra journaliers, tous les GRT et coordinateurs régionaux de la sécurité doivent accomplir les étapes suivantes :
- a. Une heure et 35 minutes avant le temps de référence, chaque GRT rend disponibles ses positions nettes et ses flux sur les lignes de courant continu pour tous chaque scénario infra journalier via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21. Ces positions nettes et flux sur les lignes de courant continu doivent refléter les échanges entre zones au temps de référence moins 2 heures.
  - b. Une heure et 30 minutes avant le temps de référence, les positions nettes alignées et les flux alignés sur les lignes de courant continu pour chaque scénario infra journalier sont mis à la disposition de tous les GRT, via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21;
  - c. Une heure avant le temps de référence, chaque GRT doit rendre son MRI disponible pour chaque unité de temps du marché entre le temps de référence et 8 heures après le temps de référence via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation conformément à l'article 21 ; conformément à l'article 4(5)(f), le GRT doit s'assurer que son MRI est cohérent avec les échanges programmés selon l'article 22(6)(b) ainsi qu'avec les actions correctives définies lors des échéances précédentes.
  - d. Cinquante-cinq minutes avant le temps de référence, le coordinateur régional de la sécurité de chaque GRT doit :
    - i. Vérifier la cohérence du MRI fourni par le GRT au regard des critères de qualité définis selon l'article 23 ;
    - ii. Si un MRI ne vérifie pas le test de qualité mentionné au paragraphe (i), soit obtenir un nouveau MRI d'une qualité suffisante de la part du GRT responsable, soit lui

- substituer un MRI selon les règles de remplacement mentionnées à l'article 20(4) et mettre à disposition ce MRI via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation conformément à l'article 21 ;
- e. Quarante-cinq minutes avant le temps de référence, le coordinateur régional de la sécurité du GRT doit
    - i. appliquer les exigences définies dans l'article 20(2) afin de fusionner tous les MRI en un MRC selon l'article 79(5) du règlement 2017/1485 et rendre le MRC résultant disponible à toutes les parties prenantes via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation conformément à l'article 21 ;
    - ii. valider chaque MRC obtenu pour garantir sa cohérence avec ceux obtenus par d'autres coordinateurs régionaux de sécurité, le cas échéant
  - f. à la suite de la validation du MRC au temps T0 plus 60 minutes le jour précédant le jour de l'échéance
    - i. les GRT et les coordinateurs régionaux de la sécurité doivent mener des analyses de sécurité de l'exploitation coordonnées telles qu'exigées par les méthodologies de coordination des analyses de sécurité de l'exploitation selon l'article 75(1) du règlement 2017/1485, les dispositions communes pour la coordination régionale de la sécurité de l'exploitation selon l'article 76(1) et tout autre procédure ou accord pertinent.
7. Les temps de référence mentionnés au paragraphe 6 sont initialement 00h00, 08h00 et 16h00. Tous les GRT peuvent convenir ensemble de définir des temps de référence supplémentaires et/ou raccourcir les délais de façon à ce que moins de temps soit utilisable pour la réalisation d'une ou plusieurs des tâches mentionnées au paragraphe 6. Conformément à l'article 76(1)(a) du règlement 2017/1485 et à l'article 4(4), tous les GRT d'une région de calcul de capacité peuvent convenir ensemble de définir des temps de référence additionnels qui s'applique à tous les GRT de cette région de calcul de capacité uniquement ainsi que les règles de remplacement associés.
8. Tous les GRT s'assurent que le processus de fusion et le MRC sont réalisés dans les temps pour tenir les délais opérationnels pertinents établis dans la législation applicable et les méthodologies associées pour livrer le modèle le plus exact et à jour pour chacune des échéances.

## **Article 23**

### **Surveillance de la qualité**

1. Tous les GRT définissent conjointement des critères de qualité que les MRI doivent satisfaire pour pouvoir être fusionnés dans un modèle de réseau commun. Chaque MRI qui ne satisfait pas à ces critères de qualité est remplacé par un MRI de substitution.
2. Tous les GRT définissent conjointement des critères de qualité que les MRC doivent satisfaire avant de pouvoir être disponibles via l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation .

3. Tous les GRT définissent conjointement des critères que doivent satisfaire les positions nettes préliminaires et les flux préliminaires sur les lignes de courant continu, ainsi que les autres données d'entrée requises pour le processus d'alignement MRC, conformément à l'article 19. Les ensembles de données qui ne répondent pas à ces critères sont remplacées par des données de substitution.
4. Tous les GRT définissent conjointement des indicateurs de qualité qui permettent d'évaluer toutes les étapes du processus de MRC, et notamment le processus d'alignement MRC décrit à l'article 19. Ils surveillent ces indicateurs de qualité et publient les indicateurs et les résultats de la surveillance dans le cadre des données à fournir conformément à l'article 31(3) du règlement 2015/1222 et l'article 26, paragraphe 3 du Règlement 2016/1719

## **Article 24**

### **Calendrier de mise en œuvre**

1. Une fois cette méthodologie approuvée, chaque GRT la publie sur Internet conformément à l'article 8, paragraphe 1 du Règlement 2017/1485.
2. Tous les GRT élaborent conjointement un cadre de gouvernance pour l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé à l'article 21, qui aborde, a minima, les thèmes de la propriété, de l'hébergement, de la répartition des coûts, des exigences d'octroi de licences et de la responsabilité d'exploitation. Ce cadre de gouvernance est préparé suffisamment tôt pour permettre à tous les GRT de respecter le délai fixé au paragraphe 3.
3. Trois mois après l'approbation de la méthodologie relative au modèle de réseau commun soumise conformément à l'Article 67(1) et à l'Article 70(1) du Règlement 2017/1485, tous les GRT organisent le processus de fusion des modèles de réseau individuels, en assurant les tâches suivantes :
  - a. tous les GRT élaborent conjointement le cadre de gouvernance visé au paragraphe 2.
  - b. chaque GRT formalise l'accord de délégation avec le coordinateur de la sécurité régionale visé à l'article 19.
  - c. tous les GRT précisent et élaborent conjointement l'algorithme mentionné à l'article 19 et spécifient également les règles et processus associés audit algorithme. Tous les GRT publient sur Internet les spécifications, règles et processus associés à l'algorithme mentionné à l'article 19 ;
  - d. tous les GRT définissent conjointement les critères et indicateurs de qualité visés à l'article 23 ;
  - e. tous les GRT formulent conjointement les exigences relatives aux coordinateurs de la sécurité régionale et le processus de fusion visés à l'article 20, paragraphe 2, ainsi que les règles de substitution visées à l'article 20, paragraphe 4 ;
  - f. chaque GRT formalise l'accord de délégation avec le coordinateur de la sécurité régionale visé à l'article 20.
4. Six mois après l'approbation de la méthodologie relative au modèle de réseau commun soumise conformément à l'Article 67(1) et à l'Article 70(1) du Règlement 2018/1485 l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation visé

à l'article 21 est opérationnelle. Tous les GRT et tous les coordinateurs régionaux de la sécurité sont connectés à l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation et sont en mesure d'utiliser toutes ses fonctions, comme décrit dans cette méthodologie. Tous les GRT doivent garantir ensemble que le processus MRC est opérationnel et disponible pour être utilisé par toutes les parties prenantes

5. Tous les GRT publient conjointement les données disponibles relatives à la surveillance de la qualité sur une base annuelle après la mise en œuvre de l'OPDE.

## **Article 25**

### **Langue**

La langue officielle de cette Proposition de MMRC est l'anglais. Afin d'éviter toute ambiguïté, si les GRT doivent traduire la présente proposition dans leur langue nationale, en cas d'incohérences entre la version anglaise publiée par les GRT conformément à l'article 8, paragraphe 1 du Règlement 2017/1485 et toute version dans une autre langue, les GRT compétents fournissent aux autorités de régulation nationales compétentes une traduction actualisée de la proposition conformément à la législation nationale.