

## II

(Actes non législatifs)

## RÈGLEMENTS

## RÈGLEMENT (UE) 2016/1447 DE LA COMMISSION

du 26 août 2016

**établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu**

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu 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 et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 <sup>(1)</sup>, et notamment son article 6, paragraphe 11,

Considérant ce qui suit:

- (1) L'achèvement rapide d'un marché intérieur de l'énergie pleinement fonctionnel et interconnecté est crucial pour maintenir la sécurité d'approvisionnement énergétique, renforcer la compétitivité et garantir des prix de l'énergie abordables pour tous les consommateurs.
- (2) Le règlement (CE) n° 714/2009 énonce des règles non discriminatoires régissant l'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, en vue de garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. En outre, l'article 5 de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil <sup>(2)</sup> fait obligation aux États membres ou, lorsque les États membres l'ont décidé, aux autorités de régulation, de veiller à ce que des règles techniques objectives et non discriminatoires soient élaborées afin d'établir des exigences techniques minimales en matière de conception et de fonctionnement du raccordement au réseau. Lorsque les exigences établissent les conditions de raccordement aux réseaux nationaux, l'article 37, paragraphe 6, de cette même directive confère la responsabilité aux autorités de régulation de fixer ou d'approuver au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir ces conditions. Afin d'assurer la sûreté du système au sein du réseau de transport interconnecté, il est essentiel de définir une conception commune des exigences applicables aux systèmes en courant continu à haute tension (HVDC) et aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu. Les exigences qui contribuent à assurer, à maintenir et à restaurer la sûreté du réseau afin de faciliter le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité au sein des zones synchrones et entre ces zones, et de parvenir à l'efficacité en termes de coûts, devraient être considérées comme des questions transfrontalières liées aux réseaux et comme des questions liées à l'intégration du marché.
- (3) Il convient d'établir des règles harmonisées concernant le raccordement au réseau des systèmes HVDC et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, afin de disposer d'un cadre juridique clair pour les raccordements au réseau, de faciliter les échanges d'électricité dans toute l'Union, de garantir la sûreté du réseau, de faciliter l'inclusion des sources d'électricité renouvelables, de renforcer la concurrence et de permettre une utilisation plus efficace du réseau et des ressources, au bénéfice des consommateurs.

<sup>(1)</sup> JO L 211 du 14.8.2009, p. 15.

<sup>(2)</sup> Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 55).

- (4) La sûreté du réseau dépend en partie des capacités techniques des systèmes HVDC et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu. Par conséquent, une coordination régulière à l'échelon des réseaux de transport et de distribution, et des performances adéquates des équipements raccordés à ces réseaux, avec une robustesse suffisante pour faire face aux perturbations et contribuer à prévenir toute rupture majeure d'approvisionnement ou pour faciliter la reconstitution du réseau après un effondrement, constituent des préalables fondamentaux.
- (5) Le réseau ne peut fonctionner de manière sûre que si les propriétaires de systèmes HVDC et de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu coopèrent étroitement avec les gestionnaires de réseau. En particulier, le fonctionnement du réseau en conditions dégradées dépend de la réponse des systèmes HVDC et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu aux écarts par rapport aux valeurs de référence 1 per unit (pu) de la tension et de la fréquence nominale. Dans le contexte de la sûreté du réseau, les réseaux, les systèmes HVDC et les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu devraient être considérés comme formant une seule entité du point de vue de l'ingénierie du réseau, étant donné que ces parties sont interdépendantes. De ce fait, il convient de fixer, comme condition pour le raccordement au réseau, des exigences techniques appropriées pour les systèmes HVDC et les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.
- (6) Les autorités de régulation devraient considérer les coûts raisonnables effectivement encourus par les gestionnaires de réseau dans le cadre de la mise en œuvre du présent règlement pour fixer ou approuver les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes ou pour approuver les termes et conditions du raccordement et de l'accès aux réseaux nationaux, conformément à l'article 37, paragraphes 1 et 6, de la directive 2009/72/CE et à l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009.
- (7) Il existe dans l'Union différents réseaux électriques synchrones possédant des caractéristiques différentes qui doivent être prises en compte lors de la définition des exigences applicables aux systèmes HVDC et aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu. Il est donc approprié de prendre en considération les particularités régionales lors de l'établissement des règles de raccordement au réseau requises à l'article 8, paragraphe 6, du règlement (CE) n° 714/2009.
- (8) Vu la nécessité d'assurer la sécurité juridique, les exigences du présent règlement devraient s'appliquer aux nouveaux systèmes HVDC et aux nouveaux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu mais pas aux systèmes HVDC et aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants ou à un stade avancé de planification mais pas encore achevés, sauf décision contraire de l'autorité de régulation compétente ou de l'État membre sur la base de l'évolution des exigences applicables au réseau et d'une analyse exhaustive des coûts et bénéfices, ou bien lorsque ces installations ont fait l'objet d'une modernisation importante.
- (9) En raison de son incidence transfrontalière, le présent règlement devrait établir des exigences identiques liées à la fréquence pour tous les niveaux de tension, au moins au sein d'une même zone synchrone. Cette approche est nécessaire car, au sein d'une même zone synchrone, une variation de fréquence dans un État membre aurait des répercussions immédiates sur la fréquence dans tous les autres États membres, avec le risque d'endommager des équipements.
- (10) Afin d'assurer la sûreté du réseau, il devrait être possible, pour les systèmes HVDC et les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu de chaque zone synchrone du réseau interconnecté, de rester connectés au réseau dans des plages spécifiées de fréquence et de tension.
- (11) Les plages de tension devraient être coordonnées entre les réseaux interconnectés, car elles sont cruciales pour planifier et exploiter de manière sûre le réseau électrique d'une zone synchrone. En effet, les déconnexions dues à des perturbations de la tension ont un impact sur les réseaux voisins. Ne pas spécifier de plages de tension pourrait créer d'importantes incertitudes pour la planification et l'exploitation eu égard aux conditions d'exploitation s'écartant de la normale.
- (12) Il convient d'instaurer des essais de conformité appropriés et proportionnés afin que les gestionnaires de réseau puissent garantir la sûreté de fonctionnement. Conformément à l'article 37, paragraphe 1, point b), de la directive 2009/72/CE, les autorités de régulation sont chargées d'assurer le respect du présent règlement par les gestionnaires de réseau.
- (13) Afin de garantir la pleine intégration du marché, les autorités de régulation, les États membres et les gestionnaires de réseau devraient veiller à ce que les exigences en matière de raccordement au réseau soient harmonisées dans la mesure du possible au cours de leur processus d'élaboration et d'approbation. Les normes techniques bien établies devraient être particulièrement prises en considération aux fins de l'élaboration des exigences en matière de raccordement.

- (14) Le présent règlement devrait également prévoir une procédure de dérogation aux règles afin de tenir compte des particularités locales, lorsque, exceptionnellement, par exemple, le respect de ces règles pourrait menacer la stabilité du réseau local ou lorsque l'exploitation sûre d'un système HVDC ou d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu pourrait imposer des conditions d'exploitation non conformes au présent règlement.
- (15) En ce qui concerne les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, les nouveaux parcs pourraient, dans le futur, faire partie d'un réseau offshore maillé connecté à plus d'une zone synchrone. Dans ce cas, certaines exigences techniques devraient être introduites afin de préserver la sûreté du réseau et de garantir que les futurs réseaux maillés seront mis en place au meilleur coût. Cependant, pour certaines exigences, il ne devrait être requis d'adapter les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu aux équipements nécessaires à la sûreté du réseau qu'au moment où la nécessité s'en fait sentir.
- (16) C'est pourquoi il devrait être possible, pour les propriétaires de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu qui sont ou seront raccordés en antenne à une seule zone synchrone, de demander, dans le cadre d'une procédure accélérée, des dérogations aux exigences qui ne deviendront nécessaires que si lesdits parcs sont connectés à un réseau maillé et qui devront prendre en compte les situations au cas par cas. La réponse à la question de savoir si lesdits parcs satisfont aux conditions d'octroi d'une dérogation devrait être donnée le plus tôt possible pour permettre la prise d'une décision d'investissement.
- (17) Sous réserve de l'approbation par l'autorité de régulation compétente, ou d'une autre autorité si des dispositions en ce sens s'appliquent dans un État membre, les gestionnaires de réseau devraient être autorisés à proposer des dérogations pour certaines classes de systèmes HVDC et de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.
- (18) Le présent règlement est adopté sur la base du règlement (CE) n° 714/2009, qu'il complète et dont il fait partie intégrante. Les références faites au règlement (CE) n° 714/2009 dans d'autres actes juridiques devraient s'entendre comme des références faites au présent règlement également.
- (19) Les mesures prévues par le présent règlement sont conformes à l'avis du comité visé à l'article 23, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 714/2009,

A ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

#### TITRE I

#### DISPOSITIONS GÉNÉRALES

##### *Article premier*

#### **Objet**

Le présent règlement établit un code de réseau qui fixe les exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension (ci-après les «systèmes HVDC») et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu. Il contribue par conséquent à garantir des conditions équitables de concurrence dans le marché intérieur de l'électricité, la sûreté du réseau et l'intégration des sources d'électricité renouvelables, et à faciliter les échanges d'électricité à l'échelle de l'Union.

Le présent règlement fixe également les obligations visant à garantir que les gestionnaires de réseau utilisent d'une manière appropriée, transparente et non discriminatoire les capacités des systèmes HVDC et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, afin d'assurer des conditions de concurrence équitables dans toute l'Union.

## Article 2

**Définitions**

Aux fins du présent règlement, les définitions de l'article 2 du règlement (CE) n° 714/2009, de l'article 2 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission <sup>(1)</sup>, de l'article 2 du règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission <sup>(2)</sup>, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/631 de la Commission <sup>(3)</sup>, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission <sup>(4)</sup> et de l'article 2 de la directive 2009/72/CE s'appliquent. En outre, on entend par:

- 1) «système HVDC», un système électrique qui transfère de l'énergie sous la forme de courant continu à haute tension (HVDC) entre deux ou plusieurs jeux de barres à courant alternatif, et qui comporte au minimum deux stations de conversion HVDC reliées par des lignes ou des câbles de transmission en courant continu;
- 2) «parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu», un parc non synchrone de générateurs qui est raccordé par un ou plusieurs points d'interface à un ou plusieurs systèmes HVDC;
- 3) «système HVDC intégré», un système HVDC raccordé dans une zone de réglage et qui n'est pas installé dans le but d'être raccordé à un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu au moment de son installation, ni installé pour raccorder une installation de consommation;
- 4) «station de conversion HVDC», une partie d'un système HVDC comprenant une ou plusieurs unités de conversion HVDC installées dans un même lieu, avec les bâtiments, les bobines de réactance, les filtres, les équipements de compensation de puissance réactive, les équipements de contrôle-commande, de surveillance, de protection et de mesure, et les équipements auxiliaires;
- 5) «point d'interface HVDC», un point auquel l'équipement HVDC est raccordé à un réseau en courant alternatif, où peuvent être prescrites les spécifications techniques relatives à la performance de l'équipement;
- 6) «propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu», une entité physique ou morale qui est propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu;
- 7) «puissance active maximale du système HVDC» ( $P_{\max}$ ), la puissance active maximale sans limitation de durée qu'un système HVDC peut échanger avec le réseau à chaque point de raccordement, telle que spécifiée dans la convention de raccordement ou telle que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire du système HVDC;
- 8) «puissance active minimale du système HVDC» ( $P_{\min}$ ), la puissance active minimale sans limitation de durée qu'un système HVDC peut échanger avec le réseau à chaque point de raccordement, telle que spécifiée dans la convention de raccordement ou telle que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire du système HVDC;
- 9) «courant maximal du système HVDC», le courant de phase le plus élevé, associé à un point de fonctionnement à l'intérieur du diagramme U-Q/ $P_{\max}$  de la station de conversion HVDC, à la puissance active maximale du système HVDC;
- 10) «unité de conversion HVDC», une unité qui comprend un ou plusieurs ponts de conversion, avec un ou plusieurs transformateurs de convertisseur, des bobines de réactance, l'équipement de contrôle-commande de l'unité de conversion, les dispositifs essentiels de protection et de commutation et les systèmes auxiliaires, le cas échéant, utilisés pour la conversion.

## Article 3

**Champ d'application**

1. Les exigences du présent règlement couvrent:
  - a) les systèmes HVDC connectant des zones synchrones ou des zones de réglage, y compris les systèmes dos à dos (*back-to-back schemes*);

<sup>(1)</sup> Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (JO L 197 du 25.7.2015, p. 24).

<sup>(2)</sup> Règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil (JO L 163 du 15.6.2013, p. 1).

<sup>(3)</sup> Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (JO L 112 du 27.4.2016, p. 1).

<sup>(4)</sup> Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation (JO L 223 du 18.8.2016, p. 10).

- b) les systèmes HVDC connectant des parcs non synchrones de générateurs à un réseau de transport ou à un réseau de distribution, en application du paragraphe 2;
  - c) les systèmes HVDC intégrés situés dans une seule zone de réglage et connectés au réseau de transport; et
  - d) les systèmes HVDC intégrés situés dans une seule zone de réglage et connectés au réseau de distribution, lorsqu'une incidence transfrontalière est démontrée par le gestionnaire de réseau de transport (ci-après le «GRT») compétent. Ce dernier prend en compte le développement du réseau à long terme dans son évaluation.
2. Les gestionnaires de réseau compétents, en coordination avec les GRT compétents, proposent aux autorités de régulation compétentes d'appliquer le présent règlement aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu par un point de raccordement unique à un réseau de transport ou à un réseau de distribution qui ne fait pas partie d'une zone synchrone, conformément à l'article 5. Tous les autres parcs non synchrones de générateurs qui sont collectés en courant alternatif mais raccordés en courant continu à une zone synchrone sont considérés comme des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et entrent dans le champ d'application du présent règlement.
3. Les articles 55 à 59, 69 à 74, et 84, ne s'appliquent pas aux systèmes HVDC situés dans une seule zone de réglage et visés au paragraphe 1, points c) et d), lorsque ces derniers:
- a) comportent au moins une station de conversion HVDC dont le GRT compétent est propriétaire;
  - b) sont la propriété d'une entité qui exerce un contrôle sur le GRT compétent;
  - c) sont la propriété d'une entité contrôlée directement ou indirectement par une entité qui exerce également un contrôle sur le GRT compétent.
4. Les exigences de raccordement pour les systèmes HVDC prévues au titre II s'appliquent aux points de raccordement en courant alternatif desdits systèmes, sauf celles fixées à l'article 29, paragraphes 4 et 5, et à l'article 31, paragraphe 5, qui peuvent s'appliquer à d'autres points de raccordement, et celles fixées à l'article 19, paragraphe 1, qui peuvent s'appliquer aux bornes de la station de conversion HVDC.
5. Les exigences de raccordement pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et pour les stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée prévues au titre III s'appliquent au point d'interface HVDC desdits systèmes, sauf celles fixées à l'article 39, paragraphe 1, point a), et à l'article 47, paragraphe 2, qui s'appliquent au point de raccordement dans la zone synchrone à laquelle la réponse à une variation de fréquence est fournie.
6. Le gestionnaire de réseau compétent refuse d'autoriser le raccordement d'un nouveau système HVDC ou d'un nouveau parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu qui ne satisfait pas aux exigences énoncées dans le présent règlement et qui ne fait pas l'objet d'une dérogation accordée par l'autorité de régulation ou une autre autorité si un État membre l'a prévu, en application du titre VII. Le gestionnaire de réseau compétent communique ce refus, au moyen d'une déclaration motivée par écrit, au propriétaire du système HVDC ou du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, et à l'autorité de régulation sauf spécification contraire de celle-ci.
7. Le présent règlement ne s'applique pas:
- a) aux systèmes HVDC dont le point de raccordement se trouve en dessous de 110 kV, à moins que le GRT compétent démontre l'existence d'une incidence transfrontalière. Le GRT compétent prend en compte le développement du réseau à long terme dans son évaluation;
  - b) aux systèmes HVDC ou aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu qui sont connectés au réseau de transport et aux réseaux de distribution ou à des parties du réseau de transport ou des réseaux de distribution situés sur les territoires insulaires des États membres dont les réseaux ne sont pas exploités de manière synchrone avec la zone synchrone d'Europe continentale, de Grande Bretagne, des pays nordiques, d'Irlande et d'Irlande du Nord ou de la Baltique.

#### Article 4

##### **Application à des systèmes HVDC existants et à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants**

1. À l'exception des articles 26, 31, 33 et 50, les systèmes HVDC existants et les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants ne sont pas soumis aux exigences du présent règlement, sauf si:
- a) le système HVDC ou le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu a été modifié dans une mesure telle que la convention de raccordement le concernant doit être substantiellement modifiée conformément à la procédure suivante:
    - i) les propriétaires de systèmes HVDC ou de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu qui envisagent de moderniser une installation ou de remplacer des équipements de sorte que s'en trouvent affectées les capacités techniques du système HVDC ou du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu notifient leur projet au gestionnaire de réseau compétent;

- ii) si le gestionnaire de réseau compétent juge que l'étendue de la modernisation ou du remplacement d'équipements est telle qu'une nouvelle convention de raccordement est requise, il le notifie à l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre; et
  - iii) l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre décide si la convention de raccordement existante doit être révisée ou si une nouvelle convention de raccordement est requise, et détermine les exigences du présent règlement qui s'appliquent; ou
- b) une autorité de régulation ou, le cas échéant, un État membre décide de soumettre un système HVDC existant ou un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu existant à tout ou partie des exigences du présent règlement, à la suite d'une proposition du GRT compétent conformément aux paragraphes 3, 4 et 5.

2. Aux fins du présent règlement, un système HVDC ou un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est considéré comme existant dans les cas suivants:

- a) il est déjà raccordé au réseau à la date d'entrée en vigueur du présent règlement; ou
- b) le propriétaire du système HVDC ou du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu a conclu un contrat définitif et contraignant pour l'achat du composant principal de production ou des équipements HVDC au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement. Le propriétaire du système HVDC ou du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu notifie la conclusion du contrat au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent dans un délai de 30 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement.

La notification communiquée par le propriétaire du système HVDC ou du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent indique au moins l'intitulé du contrat, la date de sa signature et la date de sa prise d'effet, et fournit les spécifications du composant principal de production ou des équipements HVDC qui doivent être construits, assemblés ou achetés.

Un État membre peut prévoir que, dans des circonstances spécifiques, l'autorité de régulation peut déterminer si le système HVDC ou le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est à considérer comme existant ou nouveau.

3. À l'issue d'une consultation publique conformément à l'article 8 et afin de tenir compte de changements factuels significatifs dans les circonstances, tels que l'évolution des exigences liées au réseau, notamment la pénétration des sources d'énergie renouvelable, des réseaux intelligents, de la production décentralisée ou de la participation active de la demande, le GRT compétent peut proposer à l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, à l'État membre, d'étendre l'application du présent règlement à des systèmes HVDC existants et/ou à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants.

À cet effet, une analyse quantitative des coûts et bénéfices rigoureuse et transparente est effectuée, conformément aux articles 65 et 66. Elle indique:

- a) dans le cas des systèmes HVDC existants et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants, les coûts liés à l'obligation de mise en conformité avec le présent règlement;
- b) le bénéfice socio-économique résultant de l'application des exigences fixées dans le présent règlement; et
- c) les éventuelles mesures alternatives susceptibles d'assurer les performances requises.

4. Avant d'effectuer l'analyse quantitative des coûts et bénéfices visée au paragraphe 3, le GRT compétent:

- a) effectue une comparaison qualitative préalable des coûts et bénéfices; et
- b) obtient l'approbation de l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, de l'État membre.

5. L'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre statue sur l'extension de l'applicabilité du présent règlement à des systèmes HVDC existants ou à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants dans les six mois à compter de la réception du rapport et de la recommandation du GRT compétent, conformément à l'article 65, paragraphe 4. La décision de l'autorité de régulation ou, le cas échéant, de l'État membre, est publiée.

6. Le GRT compétent prend en compte les attentes légitimes des propriétaires de systèmes HVDC ou de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu dans le cadre de l'évaluation de l'application du présent règlement à des systèmes HVDC existants ou à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants.

7. Le GRT compétent peut évaluer la possibilité d'appliquer tout ou partie des dispositions du présent règlement à des systèmes HVDC existants ou à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants tous les trois ans, conformément aux critères et à la procédure définis aux paragraphes 3 à 5.

#### Article 5

### Aspects réglementaires

1. Les exigences d'application générale à établir par les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents en vertu du présent règlement sont soumises à l'approbation de l'entité désignée par l'État membre et sont publiées. L'entité désignée est l'autorité de régulation, sauf disposition contraire prise par l'État membre.

2. Pour les exigences spécifiques à un site à établir par les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents en vertu du présent règlement, les États membres peuvent exiger l'approbation par une entité désignée.

3. Aux fins de l'application du présent règlement, les États membres, les entités compétentes et les gestionnaires de réseau:

- a) appliquent les principes de proportionnalité et de non-discrimination;
- b) veillent à la transparence;
- c) appliquent le principe visant à garantir l'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées;
- d) respectent la responsabilité assignée au GRT compétent afin d'assurer la sûreté du réseau, y compris selon les dispositions de la législation nationale;
- e) consultent les GRD compétents et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau;
- f) prennent en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues.

4. Dans les deux ans à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent soumet pour approbation à l'entité compétente une proposition relative aux exigences d'application générale, ou à la méthodologie utilisée pour les calculer ou les établir.

5. Lorsque le présent règlement exige que le gestionnaire de réseau compétent, le GRT compétent, le propriétaire d'un système HVDC, le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu et/ou le gestionnaire de réseau de distribution se mettent d'accord, ils s'efforcent d'y parvenir dans les six mois à compter de la soumission de la première proposition par l'une des parties aux autres parties. Si aucun accord n'est trouvé dans ce délai, chaque partie peut demander à l'autorité de régulation compétente de statuer dans un délai de six mois.

6. Les entités compétentes statuent sur les propositions d'exigences ou de méthodologies dans les six mois à compter de la réception desdites propositions.

7. Si le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent juge qu'une modification des exigences ou des méthodologies telles que visées et approuvées conformément aux paragraphes 1 et 2 est nécessaire, les exigences prévues aux paragraphes 3 à 8 s'appliquent à la modification proposée. Les gestionnaires de réseau et les GRT qui proposent une modification tiennent compte des attentes légitimes, le cas échéant, des propriétaires de systèmes HVDC, des propriétaires de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, des fabricants d'équipements et des autres parties prenantes fondées sur les exigences ou sur les méthodologies initialement spécifiées ou convenues.

8. Toute partie ayant un grief à faire valoir contre un gestionnaire de réseau compétent ou un GRT compétent en relation avec les obligations qui incombent à ces derniers en vertu du présent règlement peut déposer sa plainte auprès de l'autorité de régulation qui, agissant en tant qu'autorité de règlement des litiges, prend une décision dans les deux mois à compter de la réception de la plainte. Ce délai peut être prorogé de deux mois lorsque l'autorité de régulation demande des informations complémentaires. Ce délai supplémentaire peut être prorogé une nouvelle fois moyennant l'accord du plaignant. La décision de l'autorité de régulation est contraignante, sauf appel et jusqu'à l'annulation de ladite décision.

9. Lorsque les exigences prévues en application du présent règlement sont à établir par un gestionnaire de réseau compétent qui n'est pas un GRT, les États membres peuvent prévoir qu'à sa place, le GRT est responsable de l'établissement des exigences pertinentes.

#### Article 6

### **GRT multiples**

1. Lorsqu'il existe plusieurs GRT dans un État membre, le présent règlement s'applique à tous ces GRT.
2. Les États membres peuvent prévoir, dans leur réglementation nationale, que la responsabilité d'un GRT de se conformer à une seule, certaines ou la totalité des obligations prévues par le présent règlement est assignée à un ou plusieurs GRT spécifiques.

#### Article 7

### **Recouvrement des coûts**

1. Les coûts qui sont supportés par les gestionnaires de réseau soumis aux règles de tarification du réseau et qui découlent des obligations imposées par le présent règlement sont évalués par les autorités de régulation compétentes. Les coûts jugés raisonnables, efficaces et proportionnés sont recouverts par les tarifs de réseau ou d'autres mécanismes appropriés.
2. Si les autorités de régulation compétentes en font la demande, les gestionnaires de réseau visés au paragraphe 1 communiquent, dans un délai de trois mois à compter de la demande, les informations nécessaires pour faciliter l'évaluation des coûts encourus.

#### Article 8

### **Consultation publique**

1. Les gestionnaires de réseau compétents et les GRT compétents consultent les parties prenantes, y compris les autorités compétentes de chaque État membre, sur les propositions d'extension de l'applicabilité du présent règlement à des systèmes HVDC existants et à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants conformément à l'article 4, paragraphe 3, sur le rapport préparé conformément à l'article 65, paragraphe 3, et sur l'analyse des coûts et bénéfices réalisée conformément à l'article 80, paragraphe 2. La durée de la consultation est d'au moins un mois.
2. Les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents prennent dûment en considération les vues des parties prenantes exprimées lors des consultations, avant de soumettre le projet de proposition d'extension, le rapport ou l'analyse des coûts et bénéfices pour approbation à l'autorité de régulation ou, le cas échéant, à l'État membre. Dans tous les cas, une justification rigoureuse de la prise en compte ou non des observations des parties prenantes est communiquée et publiée en temps utile, avant ou en même temps que la publication de la proposition.



*Article 9***Participation des parties prenantes**

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (l'Agence), en étroite coopération avec le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (l'ENTSO pour l'électricité), organise la participation des parties prenantes en ce qui concerne les exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes HVDC et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, et d'autres aspects de la mise en œuvre du présent règlement. À cet effet sont organisées, entre autres, des réunions régulières avec les parties prenantes afin de recenser les problématiques et de proposer des améliorations en lien notamment avec les exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes HVDC et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

*Article 10***Obligations en matière de confidentialité**

1. Toute information confidentielle reçue, échangée ou transmise en vertu du présent règlement est soumise aux exigences de secret professionnel prévues aux paragraphes 2, 3 et 4.
2. L'obligation de secret professionnel s'applique à toutes les personnes, autorités de régulation ou entités visées par les dispositions du présent règlement.
3. Les informations confidentielles reçues par les personnes, autorités de régulation ou entités visées au paragraphe 2 dans l'exercice de leurs fonctions ne peuvent être divulguées à aucune autre personne ou autorité, sans préjudice des cas couverts par les dispositions de droit national, les autres dispositions du présent règlement ou les autres actes applicables de la législation de l'Union.
4. Sans préjudice des cas couverts par les dispositions de droit national ou du droit de l'Union, les autorités de régulation, les entités ou les personnes qui reçoivent des informations confidentielles en application du présent règlement ne peuvent les utiliser qu'aux fins de l'accomplissement de leurs obligations en application du présent règlement.

## TITRE II

**EXIGENCES GÉNÉRALES APPLICABLES AUX RACCORDEMENTS EN HVDC**

## CHAPITRE 1

***Exigences applicables au réglage de la puissance active et au maintien de la fréquence****Article 11***Plages de fréquence**

1. Un système HVDC est capable de rester connecté au réseau et de fonctionner dans les plages de fréquence et les durées indiquées à l'annexe I, tableau 1, pour la plage de puissance de court-circuit telle que spécifiée à l'article 32, paragraphe 2.
2. Le GRT compétent et le propriétaire d'un système HVDC peuvent convenir de plages de fréquence plus larges ou de durées minimales de fonctionnement plus longues, si cela est nécessaire pour préserver ou restaurer la sûreté du réseau. Si des plages de fréquence plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues sont économiquement et techniquement faisables, le propriétaire du système HVDC ne refuse pas sans raison valable de donner son accord.
3. Sans préjudice du paragraphe 1, un système HVDC est capable de se déconnecter automatiquement aux fréquences spécifiées par le GRT compétent.

4. Le GRT compétent peut spécifier la réduction maximale admissible de fourniture de puissance active à partir de son point de fonctionnement pour les cas où la fréquence du système descend en dessous de 49 Hz.

#### Article 12

### Capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence

Un système HVDC est capable de rester connecté au réseau et de fonctionner si la fréquence du réseau varie à une vitesse comprise entre  $- 2,5$  et  $+ 2,5$  Hz/s [mesurée à n'importe quel moment comme la moyenne des vitesses de variation de la fréquence au cours de la dernière seconde (1 s) écoulée].

#### Article 13

### Capacité de réglage, plage de régulation et valeur de la rampe

1. En ce qui concerne la capacité de réglage de la puissance active transmise:
- a) un système HVDC est capable, à la suite d'une instruction du GRT compétent, d'ajuster la puissance active transmise jusqu'à la puissance active maximale du système HVDC dans chaque sens.

Le GRT compétent:

- i) peut spécifier l'amplitude maximale et minimale du pas de la variation de puissance pour l'ajustement de la puissance active transmise;
- ii) peut spécifier une puissance active minimale du système HVDC dans chaque sens, en dessous de laquelle la capacité de transmission de la puissance active n'est pas requise; et
- iii) spécifie le délai maximal dans lequel le système HVDC est capable d'ajuster la puissance active transmise après réception d'une requête du GRT compétent;
- b) le GRT compétent spécifie de quelle manière un système HVDC est capable de modifier la puissance active transmise en cas de perturbation dans l'un ou plusieurs des réseaux en courant alternatif auxquels il est raccordé. Si le délai initial préalable au début de la modification est supérieur à 10 ms après la réception du signal de commande transmis par le GRT compétent, le propriétaire du système HVDC en communique une justification raisonnable au GRT compétent;
- c) le GRT compétent peut exiger qu'un système HVDC soit capable d'inverser rapidement la puissance active. L'inversion de la puissance est rendue possible de la puissance active maximale dans un sens jusqu'à la puissance active maximale dans l'autre sens, aussi rapidement que techniquement possible et avec une justification raisonnable de la part du propriétaire du système HVDC aux GRT compétents si le délai est supérieur à 2 secondes;
- d) les systèmes HVDC reliant plusieurs zones de réglage ou zones synchrones sont équipés de fonctions de régulation permettant aux GRT compétents de modifier la puissance active transmise dans le but d'assurer l'équilibrage transfrontalier.

2. Un système HVDC est capable d'ajuster la valeur de la rampe des variations de puissance active dans les limites de ses capacités techniques, conformément aux instructions communiquées par les GRT compétents. En cas de modification de la puissance active conformément au paragraphe 1, points b) et c), il n'y a pas d'ajustement de la valeur de la rampe.

3. Si un GRT, en coordination avec les GRT adjacents, le spécifie, les fonctions de régulation d'un système HVDC sont capables d'appliquer des actions correctives automatiques, notamment, mais pas seulement, l'arrêt de la rampe et le blocage des modes FSM, LFSM-O, et LFSM-U et du réglage de la fréquence. Les critères de déclenchement et de blocage sont spécifiés par le GRT compétent et sont notifiés à l'autorité de régulation. Les modalités de cette notification sont déterminées conformément au cadre réglementaire national applicable.

#### Article 14

### **Inertie synthétique**

1. Si un GRT compétent le prévoit, un système HVDC est capable de fournir de l'inertie synthétique en réponse à des variations de fréquence, qu'il active en régimes de basses et/ou hautes fréquences, en ajustant rapidement la puissance active injectée au réseau en courant alternatif ou soutirée de celui-ci afin de limiter la vitesse de variation de la fréquence. L'exigence tient compte au minimum des résultats des études réalisées par les GRT pour déterminer s'il est nécessaire de fixer une inertie minimale.

2. Le principe du système de contrôle-commande décrit ci-dessus et les paramètres de performance associés font l'objet d'un accord entre le GRT compétent et le propriétaire du système HVDC.

#### Article 15

### **Exigences applicables aux modes FSM, LFSM-U et LFSM-O**

Les exigences applicables aux modes FSM, LFSM-O et LFSM-U sont telles qu'établies à l'annexe II.

#### Article 16

### **Réglage de la fréquence**

1. Si le GRT compétent le spécifie, un système HVDC est équipé d'un mode de réglage indépendant permettant de moduler la puissance active de la station de conversion HVDC en fonction des fréquences à tous les points de raccordement du système HVDC afin de maintenir des fréquences de réseau stables.

2. Le GRT compétent spécifie le principe de fonctionnement, les paramètres de performance associés et les critères d'activation du réglage de la fréquence visé au paragraphe 1.

#### Article 17

### **Perte maximale de puissance active**

1. Un système HVDC est configuré de telle manière que sa perte d'injection de puissance active dans une zone synchrone est limitée à la valeur spécifiée par les GRT compétents pour leur zone respective de réglage fréquence/puissance, en fonction de l'impact du système HVDC sur le système électrique.

2. Lorsqu'un système HVDC raccorde deux zones de contrôle ou plus, les GRT compétents se consultent les uns les autres afin de fixer une valeur coordonnée pour la perte maximale d'injection de puissance active telle que visée au paragraphe 1, compte tenu des modes communs de défaillance.

## CHAPITRE 2

**Exigences applicables au réglage de la puissance réactive et au maintien de la tension**

## Article 18

**Plages de tension**

1. Sans préjudice de l'article 25, une station de conversion HVDC est capable de rester connectée au réseau et de fonctionner pour le courant maximal du système HVDC, dans les plages de tension du réseau au point de raccordement, exprimée par la tension au point de raccordement rapportée à la tension de référence 1 pu, et pendant les durées indiquées aux tableaux 4 et 5 de l'annexe III. La définition de la tension de référence 1 pu nécessite une coordination entre les gestionnaires de réseau compétents adjacents.
2. Le propriétaire d'un système HVDC et le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, peuvent convenir de plages de tension plus larges ou de durées minimales de fonctionnement plus longues que celles spécifiées au paragraphe 1, afin de garantir une utilisation optimale des capacités techniques du système HVDC, si cela est nécessaire pour préserver ou restaurer la sûreté du réseau. Si des plages de tension plus larges ou des durées de fonctionnement minimales plus longues sont économiquement et techniquement faisables, le propriétaire du système HVDC ne refuse pas sans raison valable de donner son accord.
3. Une station de conversion HVDC est capable de se déconnecter automatiquement à des valeurs de tension au point de raccordement spécifiées par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent. Les modalités et réglages pour la déconnexion automatique sont convenus entre le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, et le propriétaire du système HVDC.
4. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie les exigences applicables aux points de raccordement pour les tensions de référence 1 pu en courant alternatif qui ne sont pas couvertes par l'annexe III.
5. Nonobstant les dispositions du paragraphe 1, les GRT compétents de la zone synchrone de la Baltique peuvent, après consultation des GRT voisins compétents, exiger que les stations de conversion HVDC restent connectées au réseau 400 kV dans les plages de tension et pendant les durées qui s'appliquent dans la zone synchrone de l'Europe continentale.

## Article 19

**Contribution au courant de court-circuit en cas de défaut**

1. Si le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, le spécifie, un système HVDC est capable d'injecter rapidement du courant de défaut à un point de raccordement en cas de défaut symétrique (triphase).
2. Si l'exigence de capacité visée au paragraphe 1 s'applique à un système HVDC, le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, précise les éléments suivants:
  - a) de quelle manière et à quel moment un écart de tension est reconnu comme tel, ainsi que la fin de l'écart de tension;
  - b) les caractéristiques de l'injection rapide de courant de défaut;
  - c) la dynamique et la précision de l'injection rapide de courant de défaut, qui peut comporter plusieurs étapes
3. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, peut prévoir une exigence pour l'injection de courant asymétrique en cas de défaut dissymétrique (monophasé ou biphasé).

*Article 20***Capacité en puissance réactive**

1. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie les exigences de capacité en puissance réactive s'appliquant aux points de raccordement lors de variations de tension. La proposition concernant ces exigences comprend un diagramme  $U-Q/P_{\max}$  dans les limites duquel la station de conversion HVDC est capable de fournir ou d'absorber de la puissance réactive à sa puissance active maximale.
2. Le diagramme  $U-Q/P_{\max}$  visé au paragraphe 1 est conforme aux principes suivants:
  - a) le diagramme  $U-Q/P_{\max}$  ne dépasse pas l'enveloppe des diagrammes  $U-Q/P_{\max}$  possibles représentée par l'enveloppe intérieure sur la figure reproduite à l'annexe IV, et n'est pas nécessairement rectangulaire;
  - b) les dimensions de l'enveloppe des diagrammes  $U-Q/P_{\max}$  possibles se situent dans la plage fixée pour chaque zone synchrone figurant dans le tableau de l'annexe IV; et
  - c) la position de l'enveloppe des diagrammes  $U-Q/P_{\max}$  possibles se situe dans les limites de l'enveloppe extérieure fixe représentée sur la figure reproduite à l'annexe IV.
3. Un système HVDC est capable de passer à n'importe quel point de fonctionnement à l'intérieur de son diagramme  $U-Q/P_{\max}$  dans des délais spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.
4. En fonctionnement à un niveau de puissance active inférieur à la puissance active maximale en HVDC ( $P < P_{\max}$ ), la station de conversion HVDC est capable de fonctionner à tout point de fonctionnement possible, comme spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent, et selon la capacité en puissance réactive déterminée par le diagramme  $U-Q/P_{\max}$  spécifié aux paragraphes 1 à 3.

*Article 21***Puissance réactive échangée avec le réseau**

1. Le propriétaire d'un système HVDC veille à ce que la puissance réactive de sa station de conversion HVDC échangée avec le réseau au point de raccordement soit limitée aux valeurs spécifiées par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.
2. La variation de puissance réactive due au fonctionnement de la station de conversion HVDC en mode de réglage de la puissance réactive, visé à l'article 22, paragraphe 1, ne provoque pas un échelon de tension supérieur à la valeur autorisée au point de raccordement. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie la valeur maximale acceptable de l'échelon de tension.

*Article 22***Mode de réglage de la puissance réactive**

1. Une station de conversion HVDC est capable de fonctionner dans l'un ou plusieurs des trois modes de réglage suivants, comme spécifié par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent:
  - a) réglage de la tension;
  - b) réglage de la puissance réactive;
  - c) réglage du facteur de puissance.

2. Une station de conversion HVDC est capable de fonctionner dans d'autres modes de réglage spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.
3. Dans le cas du mode de réglage de la tension, chaque station de conversion HVDC est capable de contribuer au réglage de la tension au point de raccordement en utilisant ses capacités, sans préjudice des articles 20 et 21, conformément aux caractéristiques de réglage suivantes:
  - a) une tension de consigne au point de raccordement est fixée par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, de manière à couvrir une plage de fonctionnement spécifique, soit de manière continue, soit par paliers;
  - b) le réglage de la tension peut être effectué avec ou sans bande morte autour du point de consigne, sélectionnable dans une plage de zéro à  $\pm 5\%$  de la tension de référence 1 pu. La bande morte est ajustable par échelons comme spécifié par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent;
  - c) à la suite d'un échelon de tension, la station de conversion HVDC est capable de:
    - i) réaliser 90 % de la variation de la fourniture ou absorption de puissance réactive dans un temps  $t_1$  spécifié par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent. Le temps  $t_1$  se situe dans une plage de 0,1 à 10 secondes; et
    - ii) se stabiliser sur la valeur spécifiée par la pente de fonctionnement dans un temps  $t_2$  spécifié par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent. Le temps  $t_2$  se situe dans une plage de 1 à 60 secondes, avec une tolérance spécifique en régime permanent donnée en pourcentage de la puissance réactive maximale;
  - d) le mode de réglage de la tension inclut la capacité à faire varier la fourniture ou l'absorption de puissance réactive en s'appuyant sur une combinaison de modification de la tension de consigne et d'une autre composante spécifiée pour la puissance réactive. La pente est caractérisée par une plage et un échelon spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.
4. En ce qui concerne le mode de réglage de la puissance réactive, le gestionnaire de réseau compétent spécifie une plage de puissance réactive en MVar ou en pourcentage de la puissance réactive maximale, ainsi que sa précision correspondante au point de raccordement, en utilisant les capacités du système HVDC, dans le respect des articles 20 et 21.
5. Dans le cas du mode de réglage du facteur de puissance, la station de conversion HVDC est capable de régler le facteur de puissance au point de raccordement jusqu'à une valeur de consigne, dans le respect des articles 20 et 21. Les valeurs de consigne disponibles le sont par échelons ne dépassant pas un palier maximal autorisé spécifié par le gestionnaire de réseau compétent.
6. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie tout équipement nécessaire pour pouvoir sélectionner à distance les modes de réglage et les valeurs de consigne applicables.

#### Article 23

### **Priorité à la contribution en puissance active ou réactive**

Le GRT compétent détermine, en tenant compte des capacités du système HVDC spécifiées conformément au présent règlement, si c'est la contribution en puissance active ou celle en puissance réactive qui est prioritaire en cas de tensions basses ou élevées, et en cas de défauts pour lesquels la tenue aux creux de tension est requise. Si la priorité est donnée à la contribution en puissance active, celle-ci est fournie dans un délai qui court à compter de l'apparition du défaut, comme spécifié par le GRT compétent.

#### Article 24

### **Qualité de la tension**

Le propriétaire d'un système HVDC veille à ce que le raccordement qui relie ce dernier au réseau n'entraîne pas un niveau de distorsion ou de fluctuation de la tension du réseau, au point de raccordement, au-delà du seuil déterminé par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent. Le processus suivi pour les études que doivent réaliser tous les utilisateurs du réseau concernés et pour les données pertinentes qu'ils doivent fournir, ainsi que pour les mesures définies et mises en œuvre en vue de diminuer les impacts, est conforme au processus établi à l'article 29.

## CHAPITRE 3

**Exigences en matière de tenue aux creux de tension**

## Article 25

**Tenue aux creux de tension**

1. Le GRT compétent spécifie, sans préjudice de l'article 18, un gabarit de creux de tension, comme prévu à l'annexe V, et compte tenu du gabarit de creux de tension spécifié pour les parcs non synchrones de générateurs conformément au règlement (UE) 2016/631. Le profil s'applique aux points de raccordement dans les situations de défaut, dans lesquelles la station de conversion HVDC est capable de rester connectée au réseau et de continuer à fonctionner de manière stable après la reconstitution du réseau électrique consécutive à l'élimination d'un défaut. Le gabarit de creux de tension détermine la limite inférieure des tensions entre phases au niveau de tension du point de raccordement pendant un défaut symétrique, en fonction du temps, avant, pendant et après le défaut. Toute durée de la tenue aux creux de tension supérieure à  $t_{rec2}$  est spécifiée par le GRT compétent dans le respect de l'article 18.

2. À la demande du propriétaire d'un système HVDC, le gestionnaire de réseau compétent fournit les conditions avant et après défaut comme prévu à l'article 32, pour:

- a) la puissance minimale de court-circuit avant défaut à chaque point de raccordement, exprimée en MVA;
- b) le point de fonctionnement avant défaut de la station de conversion HVDC, exprimé en puissance active et en puissance réactive, au point de raccordement, et la tension au point de raccordement; et
- c) la puissance minimale de court-circuit après défaut à chaque point de raccordement, exprimée en MVA.

Ou bien, le gestionnaire de réseau compétent peut fournir des valeurs génériques tirées de cas typiques pour les conditions ci-dessus.

3. La station de conversion HVDC est capable de rester connectée au réseau et de continuer à fonctionner de façon stable lorsque la variation réelle des tensions entre phases au niveau de la tension du réseau au point de raccordement lors d'un défaut symétrique, compte tenu des conditions avant et après défaut établies à l'article 32, demeure au-dessus de la limite inférieure représentée sur la figure de l'annexe V, sauf si le système de protection contre les défauts internes impose que la station de conversion HVDC soit déconnectée du réseau. Les systèmes et réglages de protection contre les défauts internes sont conçus de façon à ne pas altérer la tenue aux creux de tension.

4. Le GRT compétent peut spécifier des tensions ( $U_{block}$ ) aux points de raccordement pour des conditions de réseau spécifiques dans lesquelles un blocage par le système HVDC est autorisé. Un blocage signifie que le système HVDC reste connecté sans contribution de puissance active ni réactive durant une période aussi courte que possible techniquement et convenue entre les GRT compétents et le propriétaire du système HVDC.

5. Conformément à l'article 34, la protection contre la sous-tension est fixée par le propriétaire du système HVDC au niveau de la capacité technique la plus élevée possible de la station de conversion HVDC. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, peut spécifier des réglages plus restrictifs conformément à l'article 34.

6. Le GRT compétent spécifie les tenues aux creux de tension pour les cas de défauts dissymétriques.

## Article 26

**Rétablissement de la puissance active après défaut**

Le GRT compétent fixe la grandeur et le profil temporel du rétablissement de la puissance active que le système HVDC est capable de fournir, conformément à l'article 25.

*Article 27***Rétablissement rapide après des défauts en courant continu**

Les systèmes HVDC, y compris les lignes aériennes en courant continu, sont capables de se rétablir rapidement après des défauts transitoires dans le système HVDC. Les détails de cette capacité font l'objet d'une coordination et d'accords sur les mécanismes et réglages de protection conformément à l'article 34.

*CHAPITRE 4****Exigences en matière de contrôle-commande****Article 28***Mise sous tension et synchronisation des stations de conversion HVDC**

Sauf instruction contraire du gestionnaire de réseau compétent, lors de la mise sous tension d'une station de conversion HVDC ou de sa synchronisation avec le réseau en courant alternatif, ou lors du raccordement d'une station de conversion HVDC mise sous tension à un système HVDC, la station de conversion HVDC est capable de limiter toute variation de la tension en régime permanent à un niveau spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent. Le niveau spécifié ne dépasse pas 5 % de la tension avant synchronisation. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, fixe la grandeur, la durée et la fenêtre de mesure maximales des tensions transitoires.

*Article 29***Interaction entre les systèmes HVDC ou d'autres installations et équipements**

1. Lorsque plusieurs stations de conversion HVDC ou d'autres installations et équipements sont très proches électriquement, le GRT compétent peut prévoir qu'une étude est nécessaire, et en spécifier le champ et l'étendue, dans le but de démontrer qu'il ne se produira pas d'interaction non souhaitée. Si une interaction non souhaitée est décelée, les études recensent les mesures d'atténuation des impacts qu'il est possible de mettre en œuvre afin de garantir la conformité avec les exigences du présent règlement.
2. Les études sont réalisées par le propriétaire du système HVDC qui se raccorde avec la participation de toutes les autres parties que les GRT considèrent comme concernées à chaque point de raccordement. Les États membres peuvent prévoir que la responsabilité de réaliser les études conformément au présent article incombe au GRT. Toutes les parties sont informées du résultat des études.
3. Toutes les parties considérées par le GRT compétent comme concernées à chaque point de raccordement, y compris le GRT compétent, contribuent aux études et communiquent l'ensemble des données et modèles pertinents pour satisfaire aux besoins raisonnables liés aux objectifs des études. Le GRT compétent recueille les contributions et, le cas échéant, les transmet à la partie responsable des études, en conformité avec l'article 10.
4. Le GRT compétent évalue les résultats des études sur la base de leur champ et de leur étendue, tels que déterminés conformément au paragraphe 1. Si nécessaire aux fins de l'évaluation, le GRT compétent peut demander au propriétaire du système HVDC de procéder à des études supplémentaires conformément au champ et à l'étendue déterminés en application du paragraphe 1.
5. Le GRT compétent peut réviser ou reproduire tout ou partie des études. Le propriétaire du système HVDC fournit au GRT compétent l'ensemble des données et modèles pertinents nécessaires à la réalisation de ladite étude.



6. Toute mesure visant à minimiser les impacts non souhaités recensée dans les études réalisées conformément aux paragraphes 2 à 5 et révisées par le GRT compétent est mise en œuvre par le propriétaire du système HVDC dans le cadre du raccordement de la nouvelle station de conversion HVDC.

7. Le GRT compétent peut spécifier des niveaux transitoires de performance associés à des événements pour chaque système HVDC individuellement, ou collectivement pour l'ensemble des systèmes HVDC régulièrement affectés. Cette spécification peut être établie afin de préserver l'intégrité de ses équipements et de ceux des utilisateurs du réseau, en cohérence avec son code national.

#### Article 30

### Capacité d'amortissement des oscillations de puissance

Le système HVDC est capable de contribuer à l'amortissement des oscillations de puissance dans les réseaux en courant alternatif auxquels il est raccordé. Le système de contrôle-commande du système HVDC ne dégrade pas l'amortissement des oscillations de puissance. Le GRT compétent, en tenant compte au minimum de toute étude réalisée par les GRT pour évaluer la stabilité dynamique afin de recenser les limites de stabilité et les problèmes de stabilité potentiels dans leurs réseaux de transport, spécifie une plage comprenant les fréquences des modes oscillatoires de puissance que le contrôle-commande doit amortir et indique les situations de réseau où ces oscillations s'observent. Le choix des paramètres de contrôle-commande est convenu entre le GRT compétent et le propriétaire du système HVDC.

#### Article 31

### Capacité d'amortissement des oscillations de torsion hyposynchrones

1. En ce qui concerne le contrôle de l'amortissement des oscillations de torsion hyposynchrones, le système HVDC est capable de contribuer à l'amortissement des fréquences des oscillations de torsion.

2. Le GRT compétent spécifie l'étendue des études sur les oscillations de torsion hyposynchrones et fournit les paramètres d'entrée, dans la mesure disponible, liés aux équipements sur son réseau et aux situations pertinentes au sein de celui-ci. Les études sur les oscillations de torsion hyposynchrones sont fournies par le propriétaire du système HVDC. Les études recensent les situations, le cas échéant, dans lesquelles se produisent des oscillations de torsion hyposynchrones, et proposent toute mesure nécessaire afin de minimiser les impacts. Les États membres peuvent prévoir que la responsabilité de réaliser les études conformément au présent article incombe au GRT. Toutes les parties sont informées du résultat des études.

3. Toutes les parties considérées par le GRT compétent comme concernées à chaque point de raccordement, y compris le GRT compétent, contribuent aux études et communiquent l'ensemble des données et modèles pertinents dans la mesure où ils sont raisonnablement nécessaires pour satisfaire aux besoins liés aux objectifs des études. Le GRT compétent recueille les contributions et, le cas échéant, les transmet à la partie responsable des études, en conformité avec l'article 10.

4. Le GRT compétent analyse les résultats des études sur les interactions de torsion hyposynchrones. Si nécessaire pour l'évaluation, le GRT compétent peut exiger que le propriétaire du système HVDC réalise des études supplémentaires sur les oscillations de torsion hyposynchrones, avec le même champ d'application et la même étendue.

5. Le GRT compétent peut revoir ou reproduire l'étude. Le propriétaire du système HVDC fournit au GRT compétent l'ensemble des données et modèles pertinents nécessaires à la réalisation de ladite étude.

6. Toute mesure nécessaire visant à minimiser ces impacts recensée dans les études réalisées conformément aux paragraphes 2 ou 4 et revues par les GRT compétents est prise par le propriétaire du système HVDC dans le cadre du raccordement de la nouvelle station de conversion HVDC.

*Article 32***Caractéristiques du réseau**

1. Le gestionnaire de réseau compétent spécifie et rend publiques la méthode et les conditions avant et après défaut applicables au calcul, au minimum, des puissances de court-circuit maximale et minimale aux points de raccordement.
2. Le système HVDC est capable de fonctionner dans la plage de puissance de court-circuit et selon les caractéristiques de réseau spécifiées par le gestionnaire de réseau compétent.
3. Chaque gestionnaire de réseau compétent fournit au propriétaire du système HVDC les représentations équivalentes du réseau décrivant le comportement du réseau au point de raccordement, de façon à permettre aux propriétaires de systèmes HVDC de concevoir leur système compte tenu, au minimum, entre autres, des harmoniques et de la stabilité dynamique tout au long de la durée de vie du système HVDC.

*Article 33***Robustesse des systèmes HVDC**

1. Le système HVDC est capable de trouver des points de fonctionnement stable avec une variation minimale du flux de puissance active et du niveau de tension, au cours et à la suite de toute modification, planifiée ou non, du système HVDC ou du réseau en courant alternatif auquel il est raccordé. Le GRT compétent spécifie les modifications des conditions de réseau pour lesquelles les systèmes HVDC demeurent en fonctionnement stable.
2. Le propriétaire d'un système HVDC veille à ce que le déclenchement ou la déconnexion d'une station de conversion HVDC, en tant que partie de tout système HVDC multi-terminaux ou intégrés, ne crée pas de transitoires au point de raccordement au-delà de la limite spécifiée par le GRT compétent.
3. Le système HVDC résiste aux défauts transitoires sur les lignes haute tension en courant alternatif du réseau qui lui sont adjacentes ou proches, sans qu'aucun de ses éléments ne se déconnecte du réseau du fait de la refermeture automatique de lignes sur le réseau.
4. Le propriétaire du système HVDC fournit des informations au gestionnaire de réseau compétent sur la résilience du système HVDC aux perturbations du réseau en courant alternatif.

*CHAPITRE 5****Exigences applicables aux dispositifs de protection et aux réglages correspondants****Article 34***Mécanismes de protection électrique et réglages correspondants**

1. Le gestionnaire de réseau compétent fixe, en coordination avec le GRT compétent, les systèmes et réglages nécessaires pour protéger le réseau, en tenant compte des caractéristiques du système HVDC. Les systèmes de protection pertinents pour le système HVDC et le réseau, et les réglages pertinents pour le système HVDC sont coordonnés et convenus entre le gestionnaire de réseau compétent, le GRT compétent et le propriétaire du système HVDC. Les systèmes de protection et leurs réglages contre les défauts électriques internes ne remettent pas en cause le fonctionnement du système HVDC tel que prévu par le présent règlement.
2. La protection électrique du système HVDC prévaut sur les commandes d'exploitation, compte tenu de la sûreté de fonctionnement du réseau, de la santé et de la sécurité du personnel et du public, et en minimisant les éventuels dommages au système HVDC.

3. Toute modification des systèmes de protection ou de leurs réglages concernant le système HVDC et le réseau fait l'objet d'un accord entre le gestionnaire de réseau compétent, le GRT compétent et le propriétaire du système HVDC, avant sa mise en œuvre par ce dernier.

#### Article 35

### Ordre de priorité de la protection et du contrôle-commande

1. Un mécanisme de contrôle-commande, spécifié par le propriétaire du système HVDC, consistant en différents modes de contrôle-commande, y compris les réglages des paramètres spécifiques, est coordonné et convenu entre le GRT compétent, le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire du système HVDC.

2. En ce qui concerne l'ordre de priorité de la protection et du contrôle-commande, le propriétaire du système HVDC organise ses protections et ses dispositifs de contrôle-commande conformément à l'ordre de priorité suivant, par ordre décroissant d'importance, sauf spécification contraire des GRT compétents, en coordination avec le gestionnaire de réseau compétent:

- a) protection du réseau et du système HVDC;
- b) réglage de la puissance active pour l'assistance d'urgence;
- c) inertie synthétique, le cas échéant;
- d) actions correctives automatiques, telles que visées à l'article 13, paragraphe 3;
- e) LFSM;
- f) FSM et réglage de la fréquence; et
- g) contrainte sur les variations de puissance.

#### Article 36

### Modifications des systèmes de protection et de contrôle-commande et des réglages correspondants

1. Si le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent l'exige, et conformément au paragraphe 3, la modification des paramètres des différents modes de contrôle-commande et des réglages des protections du système HVDC dans la station de conversion HVDC est rendue possible.

2. Toute modification des systèmes ou des réglages des paramètres des différents modes de contrôle-commande et des protections du système HVDC, y compris de la procédure afférente, est coordonnée et convenue entre le gestionnaire de réseau compétent, le GRT compétent et le propriétaire du système HVDC.

3. La modification à distance des modes de contrôle-commande et des valeurs de consigne associées du système HVDC est rendue possible, comme spécifié par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.

#### CHAPITRE 6

### Exigences en matière de reconstitution du réseau électrique

#### Article 37

### Démarrage autonome (*black-start*)

1. Le GRT compétent peut obtenir de la part d'un propriétaire d'un système HVDC une offre pour la capacité de démarrage autonome.

2. Un système HVDC ayant une capacité de démarrage autonome est capable, lorsqu'une station de conversion est mise sous tension, de mettre sous tension le jeu de barres du poste en courant alternatif à laquelle une autre station de conversion est raccordée, dans un délai consécutif à l'arrêt du système HVDC déterminé par les GRT compétents. Le système est capable de se synchroniser dans les limites de fréquence fixées à l'article 11 et dans les limites de tension spécifiées par le GRT compétent ou telles que prévues à l'article 18, selon le cas. Des plages de tension et de fréquence plus larges peuvent être spécifiées par le GRT compétent si cela est nécessaire pour restaurer la sûreté du réseau.
3. Le GRT compétent et le propriétaire du système HVDC se mettent d'accord sur la capacité et la disponibilité de la capacité de démarrage autonome et sur la procédure opérationnelle.

### TITRE III

## EXIGENCES APPLICABLES AUX PARCS NON SYNCHRONES DE GÉNÉRATEURS RACCORDÉS EN COURANT CONTINU ET AUX STATIONS DE CONVERSION HVDC À L'EXTRÉMITÉ ISOLÉE

### CHAPITRE 1

#### *Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu*

#### Article 38

#### **Champ d'application**

Les exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs en mer en vertu des articles 13 à 22 du règlement (UE) 2016/631 s'appliquent aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu soumis aux exigences spécifiques établies aux articles 41 à 45 du présent règlement. Lesdites exigences s'appliquent aux points d'interface HVDC du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu et des systèmes HVDC. Le classement en catégories établi à l'article 5 du règlement (UE) 2016/631 s'applique aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

#### Article 39

#### **Exigences de stabilité en fréquence**

1. En ce qui concerne la réponse à une variation de fréquence:
  - a) un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de recevoir un signal rapide depuis un point de raccordement de la zone synchrone à laquelle est fournie la réponse en fréquence et de traiter ce signal en un temps de 0,1 seconde entre l'envoi et la fin du traitement du signal en vue d'activer la réponse. La fréquence est mesurée au point de raccordement de la zone synchrone à laquelle la réponse en fréquence est fournie;
  - b) les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu via des systèmes HVDC raccordés à plus d'une zone de réglage sont capables de régler de manière coordonnée la fréquence comme spécifié par le GRT compétent.
2. En ce qui concerne les plages de fréquence et la réponse en fréquence:
  - a) un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de rester connecté au réseau de stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée et de fonctionner dans les plages de fréquence et pendant les durées spécifiées à l'annexe VI pour le réseau à la fréquence nominale 50 Hz. Si le GRT compétent a donné son accord pour l'utilisation d'une fréquence nominale différente de 50 Hz ou d'une fréquence variable inhérente à la conception, il spécifie les plages de fréquence et les durées applicables compte tenu des spécificités du réseau et des exigences établies à l'annexe VI;

- b) des plages de fréquence plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues peuvent être convenues entre le GRT compétent et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu afin de garantir l'utilisation optimale des capacités techniques du parc, si cela est nécessaire pour préserver ou restaurer la sûreté du réseau. Si des plages de fréquence plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues sont économiquement et techniquement faisables, le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu ne refuse pas sans raison valable de donner son accord;
- c) sans préjudice des dispositions du paragraphe 2, point a), un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de se déconnecter automatiquement à des fréquences spécifiques, si le GRT compétent le prévoit. Les modalités et réglages pour la déconnexion automatique sont convenus entre le GRT compétent et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu.
3. En ce qui concerne la capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence, un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de rester connecté au réseau de stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée et de continuer à fonctionner si la fréquence du réseau varie selon une vitesse pouvant atteindre  $\pm 2$  Hz/s [mesurée à n'importe quel moment comme la moyenne des vitesses de variation de la fréquence au cours de la dernière seconde (1 s) écoulée] au point d'interface HVDC du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu à la station de conversion HVDC à l'extrémité isolée, pour le réseau à fréquence nominale de 50 Hz.
4. Les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu disposent d'une capacité LFSM-O limitée conformément à l'article 13, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/631, compte tenu de la réponse à un signal rapide comme prévu au paragraphe 1 pour le réseau à fréquence nominale de 50 Hz.
5. La capacité des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu à maintenir une puissance constante est déterminée conformément à l'article 13, paragraphe 3, du règlement (UE) 2016/631 pour le réseau à fréquence nominale de 50 Hz.
6. La capacité de réglage de la puissance active des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu est déterminée conformément à l'article 15, paragraphe 2, point a), du règlement (UE) 2016/631 pour le réseau à fréquence nominale de 50 Hz. La commande manuelle est rendue possible pour le cas où les dispositifs de contrôle-commande automatique à distance seraient hors service.
7. La capacité à fonctionner en mode LFSM-U d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est déterminée conformément à l'article 15, paragraphe 2, point c), du règlement (UE) 2016/631, dans le respect de la réponse à un signal rapide comme prévu au paragraphe 1 pour le réseau à fréquence nominale de 50 Hz.
8. La capacité à fonctionner en mode FSM d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est déterminée conformément à l'article 15, paragraphe 2, point d), du règlement (UE) 2016/631, dans le cas de la réponse à un signal rapide comme prévu au paragraphe 1 pour le réseau à fréquence nominale de 50 Hz.
9. La capacité de restauration de la fréquence d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est déterminée conformément à l'article 15, paragraphe 2, point e), du règlement (UE) 2016/631 pour le réseau à fréquence nominale de 50 Hz.
10. Si le GRT compétent donne son accord à l'utilisation d'une fréquence nominale constante autre que 50 Hz, d'une fréquence variable inhérente à la conception ou d'une tension de réseau en courant continu, il spécifie les capacités énumérées aux paragraphes 3 à 9 et les paramètres correspondants.

#### Article 40

##### **Exigences en matière de puissance réactive et de tension**

1. En ce qui concerne les plages de tension:
- a) un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de rester connecté au réseau de stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée et de fonctionner dans les plages de tension (pu) et pendant les durées spécifiées à l'annexe VII, tableaux 9 et 10. La plage de tension et les durées spécifiées applicables sont choisies sur la base de la tension de référence 1 pu;
- b) des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues peuvent être convenues entre le gestionnaire de réseau compétent, le GRT compétent et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu afin de garantir l'utilisation optimale des capacités techniques de ce dernier, si cela est nécessaire pour préserver ou restaurer la sûreté du réseau. Si des plages de tension plus larges ou des durées de fonctionnement minimales plus longues sont économiquement et techniquement faisables, le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu ne refuse pas sans raison valable de donner son accord;

- c) pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu qui partagent un point d'interface HVDC avec le réseau de stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée, le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, a le droit de spécifier des tensions au point d'interface HVDC auxquelles lesdits parcs sont capables de se déconnecter automatiquement. Les modalités et réglages pour la déconnexion automatique sont convenus entre le gestionnaire de réseau compétent, le GRT compétent et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu;
- d) pour les points d'interface HVDC exploités à des tensions en courant alternatif qui ne sont pas couvertes par l'annexe VII, le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie les exigences applicables au point de raccordement;
- e) lorsque le GRT compétent a donné son accord pour l'utilisation d'une fréquence nominale autre que 50 Hz, les plages de tension et les durées spécifiées par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, sont proportionnelles à celles de l'annexe VII, tableaux 9 et 10.

2. En ce qui concerne la capacité en puissance réactive des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu:

- a) si le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu obtient un accord bilatéral avec les propriétaires des systèmes HVDC qui raccordent ledit parc à un point de raccordement unique sur un réseau en courant alternatif, il satisfait à toutes les obligations suivantes:
  - i) il est en mesure, à l'aide d'une installation ou d'équipements et/ou de logiciels supplémentaires, de fournir les capacités en puissance réactive prescrites par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, conformément au point b), et:
    - il dispose des capacités en puissance réactive pour tout ou partie de ses équipements conformément au point b), déjà installées dans le cadre du raccordement au réseau en courant alternatif du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, au moment du raccordement et de la mise en service initiale; ou
    - il démontre au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent, avant de conclure un accord avec eux à ce sujet, de quelle manière sera délivrée la capacité en puissance réactive lors du raccordement du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu à plus d'un point de raccordement sur le réseau en courant alternatif, ou lorsqu'un autre parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu ou un autre système HVDC appartenant à un propriétaire différent est raccordé au réseau en courant alternatif par le réseau de stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée. Ledit accord comprend un engagement du propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu (ou de tout propriétaire ultérieur) à financer et à installer les capacités de fourniture de puissance réactive requises par le présent article pour ses parcs non synchrones de générateurs à un instant défini par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, informe le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu de la date d'achèvement proposée pour tout développement ayant fait l'objet d'un engagement et qui exigera l'installation par ledit propriétaire de la pleine capacité en puissance réactive;
  - ii) le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, tient compte du calendrier d'installation pour la mise en œuvre de la capacité en puissance réactive dans le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu lorsqu'il spécifie le moment auquel doit avoir été installée cette capacité. Le calendrier d'installation est fourni par le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu lors du raccordement au réseau en courant alternatif.
- b) Les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu satisfont aux exigences suivantes en ce qui concerne la stabilité en tension, soit au moment du raccordement, soit ultérieurement, conformément à l'accord visé au point a):
  - i) en ce qui concerne la capacité en puissance réactive à la puissance active maximale, les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu satisfont aux exigences de capacité en puissance réactive spécifiées par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, lors de variations de tension. Le gestionnaire de réseau compétent spécifie un diagramme  $U-Q/P_{\max}$  pouvant prendre n'importe quelle forme selon les plages prévues à l'annexe VII, tableau 11, dans lesquelles le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de fournir de la puissance réactive à la puissance active maximale du système HVDC. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, tient compte du développement à long terme du réseau lorsqu'il détermine les plages susmentionnées, ainsi que des coûts potentiels pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, de la mise à disposition de la capacité de fourniture de puissance réactive aux tensions hautes et d'absorption de puissance réactive aux tensions basses.

Si le plan décennal de développement du réseau établi conformément à l'article 8 du règlement (CE) n° 714/2009 ou un plan national établi et approuvé conformément à l'article 22 de la directive 2009/72/CE indique qu'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu sera dans le futur raccordé en courant alternatif à la zone synchrone, le GRT compétent peut spécifier que:

- le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu doit disposer des capacités prescrites à l'article 25, paragraphe 4, du règlement (UE) 2016/631 pour cette zone synchrone au moment de son raccordement au réseau en courant alternatif et de sa mise en service initiale; ou
  - le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu démontre au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent, avant de conclure un accord avec eux à ce sujet, de quelle manière sera fournie la capacité en puissance réactive prévue à l'article 25, paragraphe 4, du règlement (UE) 2016/631 pour cette zone synchrone dans le cas où le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu serait raccordé en courant alternatif à la zone synchrone;
- ii) en ce qui concerne la capacité en puissance réactive, le gestionnaire de réseau compétent peut spécifier une puissance réactive supplémentaire à échanger si le point de raccordement d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu ne se trouve ni aux bornes haute tension du transformateur élévateur situé au niveau de tension du point de raccordement, ni, en cas d'absence de transformateur élévateur, aux bornes de l'alternateur. Cette puissance réactive supplémentaire compense la puissance réactive échangée via la ligne ou le câble à haute tension entre les bornes à haute tension du transformateur élévateur du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu ou, en l'absence de transformateur élévateur, les bornes de son alternateur, et le point de raccordement, et elle est mise à disposition par le propriétaire responsable de cette ligne ou de ce câble.
3. En ce qui concerne la priorité à donner à la contribution de la puissance active ou réactive des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie si c'est la contribution en puissance active ou celle en puissance réactive qui est prioritaire en cas de défauts pour lesquels une tenue aux creux de tension est requise. Si la priorité est donnée à la contribution de la puissance active, celle-ci est fournie dans un délai qui court à compter de l'apparition du défaut, comme spécifié par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.

#### Article 41

##### Exigences en matière de contrôle-commande

1. Durant la synchronisation d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu avec le réseau de collecte en courant alternatif, ledit parc est capable de limiter toute variation de tension à un niveau en régime permanent spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent. Le niveau spécifié ne dépasse pas 5 % de la tension avant synchronisation. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, fixe la grandeur, la durée et la fenêtre de mesure maximales des tensions transitoires.
2. Le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu fournit des signaux de sortie comme spécifié par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.

#### Article 42

##### Caractéristiques du réseau

En ce qui concerne les caractéristiques du réseau, les exigences suivantes s'appliquent aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu:

- a) chaque gestionnaire de réseau compétent spécifie et rend publique la méthode et les conditions avant et après défaut applicables au calcul des puissances de court-circuit maximale et minimale au point d'interface HVDC;
- b) le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de fonctionner de façon stable en conformité avec la plage de puissances de court-circuit maximale et minimale et avec les caractéristiques du réseau au point d'interface HVDC spécifiées par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent;
- c) chaque gestionnaire de réseau compétent et chaque propriétaire d'un système HVDC fournissent au propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu des représentations équivalentes du réseau décrivant le système, de façon à permettre aux propriétaires de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu de concevoir leur système compte tenu des harmoniques.

*Article 43***Exigences en matière de protection**

1. Les systèmes électriques de protection des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, et leurs réglages, sont déterminés conformément à l'article 14, paragraphe 5, point b), du règlement (UE) 2016/631, le réseau considéré étant celui de la zone synchrone. Les mécanismes de protection sont conçus compte tenu de la performance et des spécificités du réseau, ainsi que des spécificités techniques de la technologie du parc non synchrone de générateurs, et sont convenus avec le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.
2. L'ordre de priorité de la protection et du contrôle-commande des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu est déterminé conformément à l'article 14, paragraphe 5, point c), du règlement (UE) 2016/631, le réseau considéré étant celui de la zone synchrone, et est convenu avec le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent

*Article 44***Qualité de la tension**

Les propriétaires de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu veillent à ce que leur raccordement au réseau n'entraîne pas un niveau de distorsion ou de fluctuation de la tension sur le réseau au point de raccordement supérieur au niveau spécifié par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent. La contribution aux études correspondantes requise de la part des utilisateurs du réseau, incluant notamment les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants et les systèmes HVDC existants, n'est pas bloquée sans raison. Le processus suivi pour les études que doivent réaliser tous les utilisateurs du réseau concernés et pour les données pertinentes qu'ils doivent fournir, ainsi que pour les mesures visant à minimiser les impacts définies et mises en œuvre, est conforme au processus établi à l'article 29.

*Article 45***Exigences concernant la gestion générale du réseau applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu**

En ce qui concerne les exigences relatives à la gestion générale du réseau, l'article 14, paragraphe 5, l'article 15, paragraphe 6, et l'article 16, paragraphe 4, du règlement (UE) 2016/631 s'appliquent à tous les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

*CHAPITRE 2***Exigences applicables aux stations de conversion hvdc à l'extrémité isolée***Article 46***Champ d'application**

Les exigences prévues aux articles 11 à 39 s'appliquent aux stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée, compte tenu des exigences spécifiques prévues aux articles 47 à 50.

*Article 47***Exigences de stabilité en fréquence**

1. Si le GRT compétent a donné son accord pour l'utilisation, sur le réseau connectant les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, d'une fréquence nominale supérieure à 50 Hz ou d'une fréquence variable inhérente à la conception, l'article 11 s'applique à la station de conversion HVDC à l'extrémité isolée dans les plages de fréquence et pendant les durées applicables spécifiées par le GRT compétent, compte tenu des spécificités du réseau et des exigences établies à l'annexe I.



2. En ce qui concerne la réponse en fréquence, le propriétaire de la station de conversion HVDC à l'extrémité isolée et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu conviennent des modalités techniques de la transmission de signaux rapides conformément à l'article 39, paragraphe 1. Lorsque le GRT compétent le prévoit, le système HVDC est capable de fournir la fréquence de réseau au point de raccordement sous la forme d'un signal. Pour un système HVDC raccordant un parc non synchrone de générateurs, l'ajustement de la réponse en puissance active aux variations de fréquence est limité par la puissance des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

#### Article 48

##### Exigences en matière de puissance réactive et de tension

1. En ce qui concerne les plages de tension:

- a) une station de conversion HVDC à l'extrémité isolée est capable de rester connectée au réseau de stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée et de fonctionner dans les plages de tension (pu) et pendant les durées spécifiées à l'annexe VIII, tableaux 12 et 13. La plage de tension et les durées spécifiées applicables sont choisies sur la base de la tension de référence 1 pu;
- b) des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues peuvent être convenues entre le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, et le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, conformément à l'article 40;
- c) pour les points d'interface HVDC exploités à des tensions en courant alternatif qui ne sont pas incluses dans l'annexe VIII, tableaux 12 et 13, le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie les exigences applicables aux points de raccordement;
- d) si le GRT compétent a donné son accord pour l'utilisation de fréquences nominales autres que 50 Hz, les plages de tension et les durées spécifiées par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, sont proportionnelles à celles figurant à l'annexe VIII.

2. Une station de conversion HVDC à l'extrémité isolée satisfait aux exigences suivantes en matière de stabilité en tension aux points de raccordement, au regard de la capacité en puissance réactive:

- a) le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie les exigences de capacité en puissance réactive pour différents niveaux de tension. Dans ce cadre, le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie un diagramme  $U-Q/P_{\max}$  pouvant prendre n'importe quelle forme et dans les limites duquel la station de conversion HVDC à l'extrémité isolée est capable de fournir de la puissance réactive à la puissance active maximale du système HVDC;
- b) le diagramme  $U-Q/P_{\max}$  est spécifié par chaque gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent. Le diagramme  $U-Q/P_{\max}$  se situe dans les plages de  $Q/P_{\max}$  et les plages de tension en régime permanent spécifiées à l'annexe VIII, tableau 14, et la position des enveloppes des diagrammes  $U-Q/P_{\max}$  possibles se situe dans les limites de l'enveloppe extérieure fixe indiquées à l'annexe IV. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, tient compte du développement à long terme du réseau lorsqu'il détermine les plages susmentionnées.

#### Article 49

##### Caractéristiques du réseau

En ce qui concerne les caractéristiques du réseau, le propriétaire d'une station de conversion HVDC à l'extrémité isolée fournit des données pertinentes à tout propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, conformément à l'article 42.

#### Article 50

##### Qualité de la tension

Les propriétaires de stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée veillent à ce que leur raccordement au réseau n'entraîne pas un niveau de distorsion ou de fluctuation de la tension sur le réseau, au point de raccordement, dépassant le niveau qui leur a été attribué par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent. La contribution aux études correspondantes requise de la part des utilisateurs du réseau, y compris, entre autres, les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants et les systèmes HVDC existants, n'est pas bloquée sans raison. Le processus suivi pour les études que doivent réaliser tous les utilisateurs du réseau concernés et pour les données pertinentes qu'ils doivent fournir, ainsi que les mesures visant à minimiser les impacts définies et mises en œuvre, sont conformes au processus établi à l'article 29.

## TITRE IV

## ÉCHANGE D'INFORMATIONS ET COORDINATION

## Article 51

**Exploitation des systèmes HVDC**

1. En ce qui concerne l'instrumentation pour l'exploitation, chaque unité de conversion HVDC d'un système HVDC est équipée d'un régulateur automatique capable de recevoir des instructions provenant du gestionnaire de réseau compétent et du GRT compétent. Le régulateur automatique est capable d'exploiter les unités de conversion HVDC du système HVDC de manière coordonnée. Le gestionnaire de réseau compétent spécifie la hiérarchie des régulateurs automatiques par unité de conversion HVDC.

2. Le régulateur automatique du système HVDC visé au paragraphe 1 est capable d'envoyer les types de signaux suivants au gestionnaire de réseau compétent:

a) signaux opérationnels fournissant au moins les éléments suivants:

- i) signaux de démarrage;
- ii) mesures de la tension côté courant alternatif et côté courant continu;
- iii) mesures du courant en courant alternatif et en courant continu;
- iv) mesures de la puissance active et réactive côté courant alternatif;
- v) mesures de la puissance active en courant continu;
- vi) mode d'exploitation de l'unité de conversion HVDC au sein du convertisseur HVDC de type multipolaire;
- vii) état du matériel et de la topologie; et
- viii) plages de puissance active en modes FSM, LFMS-O et LFSM-U;

b) signaux d'alarme, fournissant au moins les éléments suivants:

- i) blocage d'urgence;
- ii) blocage de rampe;
- iii) inversion rapide de puissance active.

3. Le régulateur automatique visé au paragraphe 1 est capable de recevoir les types de signaux suivants de la part du gestionnaire de réseau compétent:

a) signaux opérationnels, avec la réception au moins des éléments suivants:

- i) commande de démarrage;
- ii) valeurs de consigne de la puissance active;
- iii) paramètres du mode FSM;
- iv) valeurs de consigne de la puissance réactive, de la tension ou similaires;
- v) modes de réglage de la puissance réactive;
- vi) régulation de l'amortissement des oscillations de puissance; et
- vii) inertie synthétique;

b) signaux d'alarme, avec la réception au moins des éléments suivants:

- i) commande de blocage d'urgence;
- ii) commande de blocage de rampe;

- iii) sens du flux de puissance active; et
  - iv) commande d'inversion rapide de puissance active.
4. Le gestionnaire de réseau compétent peut spécifier la qualité de chaque signal fourni.

#### Article 52

##### **Paramètres et réglages**

Les paramètres et réglages des principales fonctions de régulation d'un système HVDC sont convenus entre le propriétaire du système HVDC et le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent. Les paramètres et réglages sont mis en œuvre selon une hiérarchie de régulation qui rend leur modification possible si nécessaire. Les principales fonctions de régulation sont au moins:

- a) l'inertie synthétique visée aux articles 14 et 41, le cas échéant;
- b) les modes de sensibilité à la fréquence (FSM, LFSM-O et LFSM-U) visés aux articles 15, 16 et 17;
- c) le réglage de la fréquence visé à l'article 16, le cas échéant;
- d) le réglage de la puissance réactive visé à l'article 22, le cas échéant;
- e) la capacité d'amortissement des oscillations de puissance visée à l'article 30;
- f) la capacité d'amortissement des oscillations de torsion hyposynchrones visée à l'article 31.

#### Article 53

##### **Enregistrement et surveillance des défauts**

1. Un système HVDC est doté d'un dispositif permettant l'enregistrement des défauts et de suivi du comportement dynamique du réseau pour les paramètres suivants et pour chaque station de conversion HVDC:

- a) tension en courant alternatif et en courant continu;
- b) courant en courant alternatif et en courant continu;
- c) puissance active;
- d) puissance réactive; et
- e) fréquence.

2. Le gestionnaire de réseau compétent peut spécifier des paramètres liés à la qualité de la tension à respecter, à condition qu'un préavis raisonnable soit donné.

3. Les caractéristiques du dispositif d'enregistrement des défauts visé au paragraphe 1, y compris les canaux analogiques et numériques, les réglages, y compris les critères de déclenchement, et les taux d'échantillonnage, sont convenus entre le propriétaire du système HVDC, le gestionnaire de réseau compétent et le GRT compétent.

4. Tous les équipements de surveillance du comportement dynamique du réseau incluent un déclenchement sur oscillations spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent, afin de détecter les oscillations de puissance insuffisamment amorties.

5. Les dispositifs de suivi de la qualité de la fourniture et du comportement dynamique du réseau permettent au propriétaire du système HVDC et au gestionnaire de réseau compétent d'accéder aux informations par voie électronique. Les protocoles de communication des données enregistrées sont convenus entre le propriétaire du système HVDC, le gestionnaire de réseau compétent et le GRT compétent.

## Article 54

**Modèles de simulation**

1. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, peut spécifier que le propriétaire d'un système HVDC fournisse des modèles de simulation reflétant correctement le comportement du système HVDC dans des simulations en régime permanent et en régime dynamique (à la fréquence fondamentale) et dans des simulations de transitoires électromagnétiques.

Le format des modèles et la fourniture d'une documentation sur la structure des modèles et les schémas bloc sont spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent.

2. Aux fins des simulations en régime dynamique, les modèles fournis comportent au moins, sans s'y limiter, les sous-modèles suivants, en fonction de l'existence des composantes mentionnées:

- a) modèles d'unités de conversion HVDC;
- b) modèles de composants en courant alternatif;
- c) modèles de réseau en courant continu;
- d) régulateur de tension et de puissance;
- e) fonctionnalités particulières des contrôles le cas échéant, par exemple, fonction d'amortissement des oscillations de puissance (POD) et régulation de l'amortissement des oscillations de torsion hyposynchrones (SSTI);
- f) régulation multiterminaux, le cas échéant;
- g) modèles de protection du système HVDC, comme convenu entre le GRT compétent et le propriétaire du système HVDC.

3. Le propriétaire du système HVDC vérifie les modèles sur la base des résultats des essais de conformité effectués en application du titre VI, et un rapport relatif à cette vérification est soumis au GRT compétent. Lesdits modèles sont ensuite utilisés pour vérifier la conformité avec les exigences du présent règlement, y compris, mais pas seulement, les simulations visant à démontrer la conformité telles que prévues au titre VI et utilisées dans les études d'évaluation continue dans le cadre de la planification et de l'exploitation du réseau.

4. Le propriétaire du système HVDC soumet les enregistrements de ce dernier au gestionnaire de réseau compétent ou au GRT compétent, sur demande, afin de comparer la réponse des modèles avec ces enregistrements.

5. Si le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent en fait la demande, le propriétaire du système HVDC fournit un modèle équivalent du système de contrôle-commande dans le cas où des interactions non souhaitées liées au contrôle-commande sont susceptibles de se produire entre des stations de conversion HVDC et d'autres raccordements électriquement très proches. Le modèle équivalent contient toutes les données nécessaires à la simulation réaliste des interactions non souhaitées liées au contrôle-commande.

## TITRE V

**PROCÉDURE DE NOTIFICATION OPÉRATIONNELLE POUR LE RACCORDEMENT**

## CHAPITRE 1

**Raccordement des nouveaux systèmes HVDC**

## Article 55

**Dispositions générales**

1. Le propriétaire d'un système HVDC démontre au gestionnaire de réseau compétent qu'il a respecté les exigences énoncées aux titres II à IV au point de raccordement considéré en menant à bien la procédure de notification opérationnelle pour le raccordement du système HVDC telle que décrite aux articles 56 à 59.

2. Le gestionnaire de réseau compétent spécifie les modalités de la procédure de notification opérationnelle et en rend les détails publics.
3. La procédure de notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouveau système HVDC comprend les éléments suivants:
  - a) notification opérationnelle de mise sous tension;
  - b) notification opérationnelle provisoire; et
  - c) notification opérationnelle finale.

#### Article 56

### **Notification opérationnelle de mise sous tension pour les systèmes HVDC**

1. Une notification opérationnelle de mise sous tension permet au propriétaire d'un système HVDC de mettre son réseau interne et ses auxiliaires sous tension et de le raccorder au réseau aux points de raccordement spécifiés.
2. Le gestionnaire de réseau compétent délivre la notification opérationnelle de mise sous tension si les étapes préparatoires sont menées à bien, et si les exigences spécifiées par le gestionnaire de réseau compétent dans les procédures opérationnelles pertinentes sont satisfaites. Ces étapes préparatoires comprennent un accord entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire du système HVDC sur les paramètres de protection et de contrôle-commande pertinents pour les points de raccordement.

#### Article 57

### **Notification opérationnelle provisoire pour les systèmes HVDC**

1. Une notification opérationnelle provisoire donne le droit au propriétaire d'un système HVDC de faire fonctionner le système HVDC ou l'unité de conversion HVDC en utilisant les ouvrages de raccordement au réseau spécifiés pour chaque point de raccordement pour une durée limitée.
2. Le gestionnaire de réseau compétent délivre la notification opérationnelle provisoire pour autant que soit achevée la procédure d'examen des données et des études.
3. Aux fins de l'achèvement de l'examen des données et des études, le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire de l'unité de conversion HVDC fournit, sur demande du gestionnaire de réseau compétent, les éléments suivants:
  - a) une déclaration de conformité détaillée;
  - b) les données techniques détaillées concernant le système HVDC pertinentes aux points de raccordement, comme indiqué par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec les GRT compétents;
  - c) les attestations de conformité des systèmes HVDC ou des unités de conversion HVDC lorsqu'ils constituent un élément attestant la conformité;
  - d) les modèles de simulation, ou une réplique exacte du système de contrôle-commande, comme spécifié à l'article 54 et par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec les GRT compétents;
  - e) les études démontrant les performances en régime permanent et en régime dynamique, comme prévu aux titres II, III et IV;
  - f) le détail des essais de conformité envisagés conformément à l'article 72;
  - g) le détail de la méthode pratique envisagée pour mener à bien les essais de conformité en application du titre VI.

4. Sauf lorsque le paragraphe 5 s'applique, la durée maximale pendant laquelle le propriétaire d'un système HVDC ou d'une unité de conversion HVDC demeure sous le régime d'une notification opérationnelle provisoire ne dépasse pas vingt-quatre mois. Le gestionnaire de réseau compétent peut spécifier une durée de validité inférieure pour la notification opérationnelle provisoire. La durée de validité de la notification opérationnelle provisoire est notifiée à l'autorité de régulation conformément au cadre de régulation national applicable. Une prolongation de la notification opérationnelle provisoire ne peut être accordée que si le propriétaire du système HVDC démontre qu'il a accompli des progrès substantiels vers la pleine satisfaction des exigences. Au moment de l'octroi de la prolongation, les questions qui restent à régler sont explicitement indiquées.

5. La durée maximale d'application du régime de notification opérationnelle provisoire au propriétaire d'un système HVDC ou au propriétaire d'une unité de conversion HVDC peut être prolongée au-delà de 24 mois sur la base d'une demande de dérogation déposée auprès du gestionnaire de réseau compétent conformément à la procédure établie au titre VII. La demande est déposée avant l'expiration de la période de vingt-quatre mois.

#### Article 58

### Notification opérationnelle finale pour les systèmes HVDC

1. Une notification opérationnelle finale donne le droit au propriétaire d'un système HVDC de faire fonctionner le système HVDC ou les unités de conversion HVDC en utilisant les points de raccordement au réseau spécifiés.

2. Le gestionnaire de réseau compétent délivre la notification opérationnelle finale après élimination de toutes les incompatibilités recensées dans le cadre de l'obtention de la notification opérationnelle provisoire, et pour autant que soit achevée la procédure d'examen des données et des études.

3. Aux fins de l'achèvement de l'examen des données et des études, le propriétaire du système HVDC fournit, sur demande du gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent, les éléments suivants:

- a) une déclaration de conformité détaillée; et
- b) une mise à jour des données techniques applicables, des modèles de simulation, une réplique exacte du système de contrôle-commande et des études, tels que visés à l'article 57, y compris l'utilisation des valeurs réelles mesurées durant les essais.

4. Si une incompatibilité est recensée en lien avec la délivrance de la notification opérationnelle finale, une dérogation peut être accordée sur demande adressée au gestionnaire de réseau compétent, conformément aux articles 79 et 80. Une notification opérationnelle finale est délivrée par le gestionnaire de réseau compétent si le système HVDC est conforme aux dispositions de la dérogation.

Lorsqu'une demande de dérogation est refusée, le gestionnaire de réseau compétent a le droit de refuser l'exploitation du système HVDC ou des unités de conversion HVDC pour lesquels la demande de dérogation a été rejetée, jusqu'à ce que lui-même et le propriétaire du système HVDC éliminent l'incompatibilité, et une fois qu'il considère que le système HVDC est conforme aux dispositions du présent règlement.

Si le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire du système HVDC n'éliminent pas l'incompatibilité dans un délai raisonnable, ne dépassant pas en tout état de cause six mois après la notification du rejet de la demande de dérogation, chaque partie peut soumettre le cas pour décision à l'autorité de régulation.

#### Article 59

### Notification opérationnelle restreinte pour les systèmes HVDC/dérogations

1. Les propriétaires de systèmes HVDC ayant reçu une notification opérationnelle finale informent immédiatement le gestionnaire de réseau compétent si les circonstances suivantes se présentent:

- a) le système HVDC subit temporairement une modification ou une perte de capacité importantes en raison de la mise en œuvre d'une ou plusieurs modifications ayant une influence significative sur ses performances; ou
- b) la défaillance d'un équipement entraîne une non-conformité avec certaines exigences applicables.

2. Le propriétaire du système HVDC demande une notification opérationnelle restreinte au gestionnaire de réseau compétent s'il s'attend raisonnablement à ce que les circonstances décrites au paragraphe 1 durent plus de trois mois.
3. Le gestionnaire de réseau compétent délivre une notification opérationnelle restreinte dans laquelle les informations suivantes sont clairement identifiables:
  - a) les questions en suspens qui justifient l'octroi de la notification opérationnelle restreinte;
  - b) les responsabilités et les échéances concernant la solution escomptée; et
  - c) une durée maximale de validité, qui ne dépasse pas 12 mois. La durée initiale accordée peut être plus courte, avec possibilité de prolongation, s'il est démontré, à la satisfaction du gestionnaire de réseau compétent, que des progrès substantiels ont été accomplis vers la pleine satisfaction des exigences.
4. La notification opérationnelle finale est suspendue durant la période de validité de la notification opérationnelle restreinte en ce qui concerne les éléments pour lesquels cette dernière a été délivrée.
5. Une nouvelle prolongation de la durée de validité de la notification opérationnelle restreinte peut être accordée sur la base d'une demande de dérogation présentée au gestionnaire de réseau compétent avant l'expiration de cette durée, conformément aux articles 79 et 80.
6. Le gestionnaire de réseau compétent peut refuser d'autoriser l'exploitation du système HVDC si la notification opérationnelle restreinte expire et que la situation qui en avait justifié la délivrance demeure. Dans ce cas, la notification opérationnelle finale perd automatiquement sa validité.
7. Si le gestionnaire de réseau compétent n'accorde pas de prolongation de la durée de validité de la notification opérationnelle restreinte conformément au paragraphe 5, ou s'il refuse d'autoriser le fonctionnement du système HVDC lorsque la notification opérationnelle restreinte cesse d'être valide conformément au paragraphe 6, le propriétaire du système HVDC peut soumettre le cas pour décision à l'autorité de régulation, dans un délai de six mois à compter de la notification de la décision du gestionnaire de réseau compétent.

## CHAPITRE 2

### ***Raccordement des nouveaux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu***

#### *Article 60*

#### **Dispositions générales**

1. Les dispositions du présent chapitre s'appliquent uniquement aux nouveaux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.
2. Le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu démontre au gestionnaire de réseau compétent qu'il a respecté les exigences énoncées au titre III aux points de raccordement respectifs en menant à bien la procédure de notification opérationnelle pour le raccordement du parc non synchrone de générateurs en courant continu conformément aux articles 61 à 66.
3. Le gestionnaire de réseau compétent précise les modalités de la procédure de notification opérationnelle et en rend les détails publics.
4. La procédure de notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouveau parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu comprend les éléments suivants:
  - a) notification opérationnelle de mise sous tension;
  - b) notification opérationnelle provisoire; et
  - c) notification opérationnelle finale.

*Article 61***Notification opérationnelle de mise sous tension pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu**

1. Une notification opérationnelle de mise sous tension donne le droit au propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu de mettre sous tension son réseau interne et ses auxiliaires en utilisant les ouvrages de raccordement au réseau déterminés par les points de raccordement.
2. Le gestionnaire de réseau compétent délivre la notification opérationnelle de mise sous tension si les étapes préparatoires sont menées à bien, y compris la conclusion d'un accord entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu sur les paramètres de protection et de contrôle-commande pertinents pour les points de raccordement.

*Article 62***Notification opérationnelle provisoire pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu**

1. Une notification opérationnelle provisoire donne le droit au propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu de faire fonctionner ce dernier et de produire de l'électricité en utilisant le raccordement au réseau pour une durée limitée.
2. Le gestionnaire de réseau compétent délivre la notification opérationnelle provisoire pour autant que soit achevée la procédure d'examen des données et des études.
3. En ce qui concerne l'examen des données et des études, le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, sur demande du gestionnaire de réseau compétent, fournit les éléments suivants:
  - a) une déclaration de conformité détaillée;
  - b) les données techniques détaillées concernant le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu pertinentes pour le raccordement au réseau déterminé par les points de raccordement, comme spécifié par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec les GRT compétents;
  - c) les attestations de conformité du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, lorsqu'elles constituent un élément attestant la conformité;
  - d) les modèles de simulation, tels que spécifiés à l'article 54 et demandés par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent;
  - e) les études démontrant les performances en régime permanent et en régime dynamique, comme prévu au titre III; et
  - f) les détails des essais de conformité envisagés conformément à l'article 73.
4. Sauf lorsque le paragraphe 5 s'applique, la durée maximale pendant laquelle le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu demeure sous le régime d'une notification opérationnelle provisoire ne dépasse pas vingt-quatre mois. Le gestionnaire de réseau compétent peut spécifier une durée de validité inférieure pour la notification opérationnelle provisoire. La durée de validité de la notification opérationnelle provisoire est notifiée à l'autorité de régulation conformément au cadre de régulation national applicable. Une prolongation de la validité de la notification opérationnelle provisoire peut être accordée seulement si le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu peut démontrer que des progrès substantiels ont été accomplis vers la pleine satisfaction des exigences. Lors de l'octroi de la prolongation de la notification opérationnelle provisoire, toute question restant à régler est explicitement indiquée.
5. La durée maximale d'application du régime de notification opérationnelle provisoire au propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu peut être prolongée au-delà de 24 mois sur la base d'une demande de dérogation déposée auprès du gestionnaire de réseau compétent conformément à la procédure établie au titre VII.



*Article 63***Notification opérationnelle finale pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu**

1. Une notification opérationnelle finale donne le droit au propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu de faire fonctionner ce dernier en utilisant les ouvrages de raccordement au réseau spécifiés pour le point de raccordement.
2. Le gestionnaire de réseau compétent délivre la notification opérationnelle finale, après élimination de toutes les incompatibilités recensées dans le cadre de l'obtention de la notification opérationnelle provisoire, et pour autant que soit achevée la procédure d'examen des données et des études requise par le présent règlement.
3. Aux fins de l'achèvement de l'examen des données et des études, le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu fournit, sur demande du gestionnaire de réseau compétent, les éléments suivants:
  - a) une déclaration de conformité détaillée; et
  - b) une mise à jour des données techniques applicables, des modèles de simulation et des études, tels que visés à l'article 62, paragraphe 3, y compris l'utilisation des valeurs réelles mesurées durant les essais.
4. Si une incompatibilité est recensée en lien avec la délivrance de la notification opérationnelle finale, une dérogation peut être accordée sur demande adressée au gestionnaire de réseau compétent, conformément au titre VII. Une notification opérationnelle finale est délivrée par le gestionnaire de réseau compétent si le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est conforme aux dispositions de la dérogation. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de refuser l'exploitation d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu pour lequel la demande de dérogation a été rejetée, jusqu'à ce que lui-même et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu éliminent l'incompatibilité, et une fois qu'il considère que ledit parc est conforme.

*Article 64***Notification opérationnelle restreinte pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu**

1. Les propriétaires de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu ayant reçu une notification opérationnelle finale informent immédiatement le gestionnaire de réseau compétent si les circonstances suivantes se présentent:
  - a) le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu subit temporairement une modification ou une perte de capacité importantes en raison de la mise en œuvre d'une ou plusieurs modifications ayant une influence significative sur ses performances;
  - b) la défaillance d'un équipement entraîne une non-conformité avec certaines exigences applicables.
2. Le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu demande une notification opérationnelle restreinte au gestionnaire de réseau compétent s'il s'attend raisonnablement à ce que les circonstances décrites au paragraphe 1 durent plus de trois mois.
3. Le gestionnaire de réseau compétent délivre une notification opérationnelle restreinte dans laquelle les informations suivantes sont clairement identifiables:
  - a) les questions en suspens qui justifient l'octroi de la notification opérationnelle restreinte;
  - b) les responsabilités et les échéances concernant la solution escomptée; et
  - c) une durée maximale de validité, qui ne dépasse pas 12 mois. La durée initiale accordée peut être plus courte, avec possibilité de prolongation, s'il peut être démontré, à la satisfaction du gestionnaire de réseau compétent, que des progrès substantiels ont été accomplis vers la pleine satisfaction des exigences.

4. La notification opérationnelle finale est suspendue durant la période de validité de la notification opérationnelle restreinte en ce qui concerne les éléments pour lesquels cette dernière a été délivrée.
5. Une nouvelle prolongation de la durée de validité de la notification opérationnelle restreinte peut être accordée sur la base d'une demande de dérogation présentée au gestionnaire de réseau compétent avant l'expiration de cette période, conformément à la procédure de dérogation décrite au titre VII.
6. Le gestionnaire de réseau compétent peut refuser d'autoriser l'exploitation du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu si la notification opérationnelle restreinte expire et que la situation qui en avait justifié la délivrance demeure. Dans ce cas, la notification opérationnelle finale perd automatiquement sa validité.

### CHAPITRE 3

#### *Analyse des coûts et bénéfices*

##### *Article 65*

#### **Détermination des coûts et des bénéfices de l'application des exigences à des systèmes HVDC existants ou à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants**

1. Préalablement à l'application de toute exigence énoncée dans le présent règlement à des systèmes HVDC existants et à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants conformément à l'article 4, paragraphe 3, le GRT compétent procède à une comparaison qualitative des coûts et bénéfices associés à l'exigence considérée. Cette comparaison tient compte des autres solutions disponibles fondées sur le réseau ou sur le marché. Le GRT compétent ne peut réaliser une analyse quantitative des coûts et bénéfices en application des paragraphes 2 à 5 que si la comparaison qualitative indique que les bénéfices escomptés dépassent les coûts probables. Si, par contre, le coût est jugé élevé ou le bénéfice faible, le GRT compétent ne poursuit pas la procédure.
2. À l'issue de l'étape préparatoire suivie conformément au paragraphe 1, le GRT compétent effectue une analyse quantitative des coûts et bénéfices de toute exigence examinée en vue de son application aux systèmes HVDC existants et aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants pour lesquels ont été démontrés des bénéfices potentiels à l'issue de la phase préparatoire conformément au paragraphe 1.
3. Dans les trois mois à compter de l'achèvement de l'analyse des coûts et bénéfices, le GRT compétent synthétise les conclusions dans un rapport qui:
  - a) comporte l'analyse des coûts et bénéfices et une recommandation sur la manière de procéder;
  - b) formule une proposition relative à une période transitoire pour l'application de l'exigence à des systèmes HVDC existants et à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants. Cette période transitoire n'excède pas deux ans à compter de la date de la décision de l'autorité de régulation ou, le cas échéant, de l'État membre, concernant l'applicabilité de l'exigence;
  - c) fait l'objet d'une consultation publique conformément à l'article 8.
4. Au plus tard six mois après la clôture de la consultation publique, le GRT compétent prépare un rapport expliquant les résultats de la consultation et formulant une proposition sur l'applicabilité de l'exigence examinée à des systèmes HVDC existants et à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants. Le rapport et la proposition sont notifiés à l'autorité de régulation ou, le cas échéant, à l'État membre, et le propriétaire du système HVDC, le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu ou, le cas échéant, un tiers, est informé de leur contenu.
5. La proposition formulée par le GRT compétent à l'autorité de régulation ou, le cas échéant, à l'État membre, en application du paragraphe 4, comporte les éléments suivants:
  - a) une procédure de notification opérationnelle pour la démonstration de la mise en œuvre des exigences par le propriétaire du système HVDC existant ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu existant;

- b) une période transitoire pour la mise en œuvre des exigences, qui tient compte de la catégorie du système HVDC ou du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu et de tout obstacle sous-jacent à la mise en œuvre efficace de la modification/remise en état des équipements.

Article 66

**Principes applicables à l'analyse des coûts et bénéfices**

1. Les propriétaires de systèmes HVDC, les propriétaires de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et les GRD, y compris les GRFD, aident et contribuent à l'analyse des coûts et bénéfices réalisée conformément aux articles 65 et 80 et fournissent les données nécessaires telles que demandées par le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent dans un délai de trois mois à compter de la réception de la demande, sauf accord contraire du GRT compétent. Le GRT et GRD compétents, y compris le GRFD, apportent leur aide et leur contribution à toute analyse des coûts et bénéfices, effectuée par un propriétaire ou un propriétaire potentiel de système HVDC ou un propriétaire ou un propriétaire potentiel de parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu qui évalue la possibilité d'une dérogation en application de l'article 79, et fournissent les données nécessaires telles que demandées par ledit propriétaire ou propriétaire potentiel, dans un délai de trois mois à compter de la réception de la demande, sauf accord contraire dudit propriétaire ou propriétaire potentiel.

2. L'analyse des coûts et bénéfices satisfait aux principes suivants:

- a) le GRT compétent, ou le propriétaire ou propriétaire potentiel d'un système HVDC, ou le propriétaire ou propriétaire potentiel d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu fonde son analyse des coûts et bénéfices sur un ou plusieurs des principes de calcul suivants:
- i) la valeur actuelle nette;
  - ii) le retour sur investissement;
  - iii) le taux de rendement;
  - iv) le délai nécessaire pour atteindre le point d'équilibre;
- b) le GRT compétent, ou le propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC, ou le propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu quantifie également les avantages socio-économiques en termes d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et inclut au minimum les éléments suivants:
- i) la diminution associée de la probabilité de perte d'approvisionnement pendant toute la durée d'application de la modification;
  - ii) l'ampleur et la durée probables de ladite perte d'approvisionnement;
  - iii) le coût horaire sociétal de ladite perte d'approvisionnement;
- c) le GRT compétent, ou le propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC, ou le propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu quantifie également les avantages pour le marché intérieur de l'électricité, les échanges transfrontaliers et l'intégration des énergies renouvelables, en incluant au minimum les éléments suivants:
- i) la réponse en puissance active aux variations de fréquence;
  - ii) les réserves d'équilibrage;
  - iii) la fourniture ou l'absorption de puissance réactive;
  - iv) la gestion des congestions;
  - v) les mesures de défense;
- d) le GRT compétent quantifie les coûts de l'application des règles nécessaires à des systèmes HVDC existants ou à des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants, en incluant au minimum les éléments suivants:
- i) les coûts directs de la mise en œuvre d'une exigence;
  - ii) les coûts associés aux pertes d'opportunité correspondantes;
  - iii) les coûts associés aux changements entraînés sur le plan de la maintenance et de l'exploitation.

## TITRE VI

**CONFORMITÉ**

## CHAPITRE 1

**Contrôle de la conformité***Article 67***Dispositions communes pour les essais de conformité**

1. Les essais de performance des systèmes HVDC et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu visent à démontrer le respect des exigences du présent règlement.
2. Nonobstant les exigences minimales pour les essais de conformité énoncées dans le présent règlement, le gestionnaire de réseau compétent est habilité à:
  - a) permettre au propriétaire d'un système HVDC ou au propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu d'effectuer une série d'essais différente, pour autant que ces essais soient efficaces et suffisants pour démontrer qu'un système HVDC ou un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est conforme aux exigences du présent règlement; et
  - b) exiger du propriétaire d'un système HVDC ou du propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu qu'il effectue des séries d'essais supplémentaires ou différentes dans les cas où les informations fournies au gestionnaire de réseau compétent en lien avec les essais de conformité en application du chapitre 2 du titre VI ne suffisent pas à démontrer la conformité avec les exigences du présent règlement.
3. Le propriétaire d'un système HVDC ou le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est responsable de la réalisation des essais conformément aux conditions prévues au chapitre 2 du titre VI. Le gestionnaire de réseau compétent coopère et ne retarde pas de façon injustifiée la réalisation des essais.
4. Le gestionnaire de réseau compétent peut participer aux essais de conformité soit sur site, soit à distance depuis le centre de conduite du gestionnaire de réseau. À cette fin, le propriétaire d'un système HVDC ou le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu fournit les équipements de contrôle nécessaires pour enregistrer tous les signaux et mesures d'essai pertinents, et veille à ce que les personnes nécessaires pour le représenter soient disponibles sur le site pendant toute la durée des essais. Les signaux spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent sont fournis si, lors de certains essais sélectionnés, le gestionnaire de réseau souhaite utiliser son propre matériel pour enregistrer les performances. Le gestionnaire de réseau compétent décide librement de sa participation.

*Article 68***Dispositions communes applicables aux simulations visant à démontrer la conformité**

1. La simulation des performances des systèmes HVDC ou des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu vise à démontrer le respect des exigences du présent règlement.
2. Nonobstant les exigences minimales énoncées dans le présent règlement pour les simulations visant à démontrer la conformité, le gestionnaire de réseau compétent peut:
  - a) permettre au propriétaire d'un système HVDC ou au propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu d'effectuer une série de simulations différente, pour autant que ces simulations soient efficaces et suffisantes pour démontrer qu'un système HVDC ou un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est conforme aux exigences du présent règlement ou à la législation nationale; et
  - b) exiger du propriétaire d'un système HVDC ou du propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu qu'il effectue des séries de simulations supplémentaires ou différentes dans les cas où les informations fournies au gestionnaire de réseau compétent en lien avec les simulations visant à démontrer la conformité en application du chapitre 3 du titre VI ne suffisent pas à démontrer la conformité avec les exigences du présent règlement.

3. Pour démontrer la conformité avec les exigences du présent règlement, le propriétaire d'un système HVDC ou le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu fournit un rapport comportant les résultats des simulations. Le propriétaire d'un système HVDC ou le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu élabore et fournit un modèle de simulation validé pour un système HVDC ou un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu donnés. L'étendue des modèles de simulation est définie aux articles 38 et 54.
4. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de vérifier qu'un système HVDC ou un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est conforme aux exigences du présent règlement en réalisant ses propres simulations visant à démontrer la conformité sur la base des rapports de simulation, des modèles de simulation et des mesures des essais de conformité fournis.
5. Le gestionnaire du réseau compétent fournit au propriétaire d'un système HVDC ou au propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu les données techniques et un modèle de simulation du réseau, dans la mesure nécessaire pour procéder aux simulations requises conformément au chapitre 3 du titre VI.

#### Article 69

##### **Responsabilités du propriétaire d'un système HVDC et du propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu**

1. Le propriétaire d'un système HVDC veille à ce que ledit système et les stations de conversion HVDC satisfassent aux exigences prévues par le présent règlement. La conformité est maintenue pendant toute la durée de vie de l'installation.
2. Le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu veille à ce que ledit parc satisfasse aux exigences du présent règlement. La conformité est maintenue pendant toute la durée de vie de l'installation.
3. Les modifications programmées des capacités techniques d'un système HVDC, d'une station de conversion HVDC ou d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu susceptibles d'avoir une incidence sur la conformité avec les exigences du présent règlement sont, préalablement à leur mise en œuvre, notifiées au gestionnaire de réseau compétent par le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu.
4. Tous les incidents et défaillances opérationnels d'un système HVDC, d'une station de conversion HVDC ou d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu ayant une incidence sur la conformité avec les exigences du présent règlement sont notifiés au gestionnaire de réseau compétent par le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, sans délai après leur occurrence.
5. Tous les calendriers et procédures d'essai prévus pour vérifier la conformité d'un système HVDC, d'une station de conversion HVDC ou d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu avec les exigences du présent règlement sont notifiés au gestionnaire de réseau compétent par le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu en temps utile et avant d'entamer les essais, et sont approuvés par le gestionnaire de réseau compétent.
6. Le gestionnaire de réseau compétent voit sa participation à ces essais facilitée, et il peut enregistrer les performances des systèmes HVDC, des stations de conversion HVDC ou des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

#### Article 70

##### **Missions du gestionnaire de réseau compétent**

1. Le gestionnaire de réseau compétent évalue la conformité d'un système HVDC, d'une station de conversion HVDC ou d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu donnés avec les exigences applicables en vertu du présent règlement, pendant toute leur durée de vie. Le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est informé du résultat de cette évaluation.

2. Lorsque le gestionnaire de réseau compétent le demande, le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu effectue des essais et simulations de conformité, non seulement lors des procédures de notification opérationnelle en application du titre V, mais également à intervalles réguliers tout au long de la durée de vie du système HVDC, de la station de conversion HVDC ou du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, selon un plan ou une procédure générale d'essai récurrents et de simulations spécifiées ou après toute défaillance, toute modification ou tout remplacement d'un équipement susceptible d'affecter la conformité avec les exigences du présent règlement. Le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est informé du résultat de ces essais et simulations de conformité.
3. Le gestionnaire de réseau compétent rend publique une liste des informations et des documents à fournir et des exigences à respecter par le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu dans le cadre de la procédure de contrôle de la conformité. Cette liste couvre au moins les informations, documents et exigences suivants:
  - a) tous les documents et attestations à fournir par le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu;
  - b) les détails des données techniques relatives au système HVDC, à la station de conversion HVDC ou au parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu présentant un intérêt pour le raccordement au réseau;
  - c) les exigences applicables aux modèles utilisés dans les études de réseau en régime permanent et en régime dynamique;
  - d) le calendrier pour la fourniture des données relatives au réseau nécessaires à la réalisation des études;
  - e) les études réalisées par le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu pour démontrer les performances en régime permanent et en régime dynamique attendues conformément aux exigences établies aux titres II, III et IV;
  - f) les conditions et les procédures, y compris le champ d'application, pour l'enregistrement des attestations de conformité; et
  - g) les conditions et les procédures pour l'utilisation, par le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, des attestations de conformité pertinentes délivrées par un organisme certificateur agréé.
4. Le gestionnaire de réseau compétent rend public le partage des responsabilités entre le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu et le gestionnaire de réseau, en matière d'essais, de simulations et de contrôle visant à démontrer la conformité.
5. Le gestionnaire de réseau compétent peut déléguer à des tiers tout ou partie de la réalisation de sa mission de contrôle de la conformité. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau compétent garantit la conformité avec l'article 10 au moyen d'engagements de confidentialité avec le délégataire destinataire.
6. Si les essais ou les simulations visant à démontrer la conformité ne peuvent pas être réalisés comme convenu entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire du système HVDC ou le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu pour des raisons entièrement imputables au gestionnaire de réseau compétent, ce dernier ne peut refuser sans motif la notification opérationnelle visée au titre V.
7. Le gestionnaire de réseau compétent communique au GRT compétent, à sa demande, les résultats des essais et des simulations visant à démontrer la conformité visés dans le présent chapitre.

## CHAPITRE 2

### **Contrôle de la conformité**

#### Article 71

#### **Essais de conformité pour les systèmes HVDC**

1. Les attestations de conformité peuvent être utilisées en remplacement d'une partie des essais prévus ci-après, pour autant qu'elles soient transmises au gestionnaire de réseau compétent.

2. En ce qui concerne l'essai de capacité en puissance réactive:
  - a) la capacité technique de l'unité ou de la station de conversion HVDC à fournir et à absorber de la puissance réactive conformément à l'article 20 est démontrée;
  - b) l'essai de capacité en puissance réactive est effectué à la puissance réactive maximale, en fourniture et en absorption, et vise la vérification des paramètres suivants:
    - i) fonctionnement à la puissance active maximale en HVDC;
    - ii) fonctionnement à puissance active minimale en HVDC;
    - iii) fonctionnement à une valeur de consigne de la puissance active entre la puissance minimale et la puissance maximale du système HVDC;
  - c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) l'unité ou la station de conversion HVDC fonctionne depuis au moins une heure à la puissance réactive maximale, tant en fourniture qu'en absorption, pour chaque paramètre visé au point b);
    - ii) l'unité ou la station de conversion HVDC démontre sa capacité à atteindre n'importe quel point de consigne de puissance réactive dans la plage de puissance réactive applicable et conformément aux valeurs cibles de performance spécifiées pour le mécanisme de réglage de la puissance réactive concerné; et
    - iii) aucune action du système de protection n'est engagée dans les limites de fonctionnement spécifiées par le diagramme de capacité en puissance réactive.
3. En ce qui concerne l'essai du mode de réglage de la tension:
  - a) la capacité de l'unité ou de la station de conversion HVDC à fonctionner en mode de réglage de la tension dans les conditions énoncées à l'article 22, paragraphe 3, est démontrée;
  - b) l'essai du mode de réglage de la tension porte sur la vérification des paramètres suivants:
    - i) la pente et la bande morte de la caractéristique statique appliquées;
    - ii) la précision du réglage;
    - iii) l'insensibilité du réglage;
    - iv) le délai de modification de la puissance réactive.
  - c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) la plage de réglage, ainsi que le statisme et la bande morte paramétrables, sont conformes aux paramètres des caractéristiques convenus ou décidés, en application de l'article 22, paragraphe 3;
    - ii) l'insensibilité du réglage de la tension n'est pas supérieure à 0,01 pu;
    - iii) à la suite d'un échelon de tension, 90 % de la variation de la production de puissance réactive ont été réalisés dans le respect des délais et des tolérances fixés conformément à l'article 22, paragraphe 3.
4. En ce qui concerne l'essai du mode de réglage de la puissance réactive:
  - a) la capacité de l'unité ou de la station de conversion HVDC à fonctionner en mode de réglage de la puissance réactive dans les conditions visées à l'article 22, paragraphe 4, est démontrée;
  - b) l'essai du mode de réglage de la puissance réactive complète l'essai de capacité en puissance réactive;
  - c) l'essai du mode de réglage de la puissance réactive porte sur la vérification des paramètres suivants:
    - i) la plage et le pas de variation de la consigne de la puissance réactive;
    - ii) la précision du réglage; et
    - iii) le délai de modification de la puissance réactive;

- d) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
- i) la plage et le pas de variation de la consigne de la puissance réactive sont assurés conformément à l'article 22, paragraphe 4;
  - ii) la précision du réglage est conforme aux conditions fixées à l'article 22, paragraphe 3.
5. En ce qui concerne l'essai du mode de réglage du facteur de puissance:
- a) la capacité de l'unité ou de la station de conversion HVDC à fonctionner en mode de réglage du facteur de puissance dans les conditions visées à l'article 22, paragraphe 5, est démontrée;
  - b) l'essai du mode de réglage du facteur de puissance s'applique en ce qui concerne la vérification des paramètres suivants:
    - i) la plage de la consigne du facteur de puissance;
    - ii) la précision du réglage;
    - iii) la réponse en puissance réactive à la suite d'un échelon de puissance active;
  - c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) la plage et le pas de variation de la consigne du facteur de puissance sont assurés conformément à l'article 22, paragraphe 5;
    - ii) le délai de modification de la puissance réactive consécutivement à un échelon de puissance active n'excède pas les exigences spécifiées conformément à l'article 22, paragraphe 5;
    - iii) la précision du réglage est conforme à la valeur visée à l'article 22, paragraphe 5.
6. En ce qui concerne l'essai de la réponse en mode de sensibilité à la fréquence (FSM):
- a) la capacité technique du système HVDC à moduler en permanence la puissance active sur toute la plage de fonctionnement comprise entre la puissance active maximale en HVDC et la puissance active minimale en HVDC afin de contribuer au réglage de la fréquence, est démontrée, et sa conformité aux paramètres des régulations en régime permanent, tels que le statisme et la bande morte, ainsi qu'aux paramètres en régime dynamique, notamment la robustesse associée à la réponse aux échelons de fréquence et aux variations importantes et rapides de la fréquence, est confirmée;
  - b) l'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir au moins 10 % de toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence dans chaque direction, en prenant en compte les valeurs du statisme et de la bande morte. Des signaux fictifs simulant la variation de fréquence sont injectés dans le régulateur de l'unité ou de la station de conversion HVDC;
  - c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) la durée d'activation de la plage de réponse complète en puissance active aux variations de fréquence consécutivement à un échelon de fréquence n'est pas plus longue que celle requise à l'annexe II;
    - ii) il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence;
    - iii) le retard initial est conforme à l'annexe II;
    - iv) les valeurs du statisme sont disponibles dans la plage spécifiée à l'annexe II, et la bande morte (seuil) n'est pas supérieure à la valeur figurant à l'annexe II;
    - v) l'insensibilité de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en tout point de fonctionnement pertinent n'excède pas les exigences énoncées à l'annexe II.
7. En ce qui concerne l'essai de la réponse LFSM-O:
- a) le système HVDC démontre sa capacité technique à moduler en continu la puissance active afin de contribuer au réglage de la fréquence en cas de forte augmentation de la fréquence du réseau et vérifie les paramètres des régulations en régime permanent, tels que le statisme et la bande morte, et en régime dynamique, notamment la réponse à un échelon de fréquence;



- b) l'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour provoquer une variation d'au moins 10 % de toute la plage de fonctionnement pour la puissance active, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte. Des signaux fictifs simulant la variation de fréquence sont injectés dans le régulateur de l'unité ou de la station de conversion HVDC;
- c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont toutes deux remplies:
- les résultats des essais, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, sont conformes aux exigences visées à l'annexe II;
  - il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence.
8. En ce qui concerne l'essai de la réponse LFSM-U:
- a) le système HVDC démontre sa capacité technique à moduler en continu la puissance active aux points de fonctionnement inférieurs à la puissance active maximale en HVDC afin de contribuer au réglage de la fréquence en cas de forte baisse de la fréquence dans le réseau;
- b) l'essai est réalisé en simulant des points de fonctionnement en puissance active appropriés, avec des échelons et des rampes de fréquence basse suffisamment importants pour provoquer une variation d'au moins 10 % de toute la plage de fonctionnement en puissance active, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte. Des signaux fictifs simulant la variation de fréquence sont injectés dans le régulateur de l'unité ou de la station de conversion HVDC;
- c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont toutes deux remplies:
- les résultats des essais, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, sont conformes aux exigences visées à l'annexe II;
  - il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence.
9. En ce qui concerne l'essai de la capacité de réglage de la puissance active:
- a) le système HVDC démontre sa capacité technique à moduler en continu la puissance active sur toute la plage de fonctionnement conformément à l'article 13, paragraphe 1, points a) et d);
- b) l'essai est effectué moyennant l'envoi d'instructions manuelles et automatiques par le GRT compétent;
- c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
- le système HVDC a démontré la stabilité de son fonctionnement;
  - le délai d'ajustement de la puissance active est plus court que le délai spécifié à l'article 13, paragraphe 1, point a);
  - la réponse dynamique du système HVDC lors de la réception d'instructions aux fins de l'exécution d'échanges ou du partage de réserves ou aux fins de la participation aux processus de compensation des déséquilibres, est démontrée, pour autant que les exigences applicables à ces produits, telles que spécifiées par le GRT compétent, soient satisfaites.
10. En ce qui concerne l'essai de variation de la valeur de la rampe:
- a) le système HVDC démontre sa capacité technique à ajuster la valeur de la rampe conformément à l'article 13, paragraphe 2;
- b) l'essai est effectué au moyen de l'envoi par le GRT compétent d'instructions de modifications de la valeur de la rampe;
- c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
- la valeur de la rampe est ajustable;
  - le système HVDC a démontré la stabilité de son fonctionnement pendant les périodes de rampe.

11. En ce qui concerne l'essai de démarrage autonome (*black-start*), le cas échéant:
- a) le système HVDC démontre sa capacité technique à mettre sous tension le jeu de barres du poste en courant alternatif auquel il est raccordé, dans un délai spécifié par le GRT compétent, conformément à l'article 37, paragraphe 2;
  - b) l'essai est réalisé alors que le système HVDC est à l'arrêt;
  - c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) le système HVDC démontre sa capacité à mettre sous tension le jeu de barres du poste en courant alternatif auquel il est raccordé;
    - ii) le système HVDC opère à un point de fonctionnement stable à une puissance convenue, conformément à la procédure prévue à l'article 37, paragraphe 3.

#### Article 72

#### **Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et les unités de conversion HVDC à l'extrémité isolée**

1. Les attestations de conformité peuvent être utilisées en remplacement d'une partie des essais prévus ci-après, pour autant qu'elles soient transmises au gestionnaire de réseau compétent.
2. En ce qui concerne l'essai de la capacité en puissance réactive des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu:
  - a) le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu démontre sa capacité technique à délivrer la puissance réactive en fourniture et en absorption conformément à l'article 40, paragraphe 2;
  - b) l'essai de capacité en puissance réactive est effectué à la puissance réactive maximale, en fourniture et en absorption, et vise la vérification des paramètres suivants:
    - i) fonctionnement à une puissance supérieure à 60 % de la puissance maximale pendant 30 min;
    - ii) fonctionnement à une puissance comprise entre 30 % et 50 % de la puissance maximale pendant 30 min; et
    - iii) fonctionnement à une puissance comprise entre 10 % et 20 % de la puissance maximale pendant 60 min;
  - c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu fonctionne pendant au moins la durée demandée à la puissance réactive maximale, tant en fourniture qu'en absorption, pour chaque paramètre visé au point b);
    - ii) le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu a démontré sa capacité à atteindre n'importe quel point de consigne de la puissance réactive dans la plage de puissance réactive convenue ou décidée conformément aux valeurs cibles de performance spécifiées pour le mécanisme de réglage de la puissance réactive concerné; et
    - iii) aucune action du système de protection n'est engagée dans les limites de fonctionnement spécifiées par le diagramme de capacité en puissance réactive.
3. En ce qui concerne l'essai de capacité en puissance réactive des unités de conversion HVDC à l'extrémité isolée:
  - a) l'unité ou la station de conversion HVDC a démontré sa capacité technique à délivrer la puissance réactive en fourniture et en absorption conformément à l'article 48, paragraphe 2;
  - b) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) l'unité ou la station de conversion HVDC fonctionne depuis au moins une heure à la puissance réactive maximale, tant en fourniture qu'en absorption:
      - à la puissance active minimale en HVDC;
      - à la puissance active maximale HVDC;
      - à un point de fonctionnement en puissance active compris entre ce niveau maximal et ce niveau minimal;

- ii) l'unité ou la station de conversion HVDC démontre sa capacité à atteindre n'importe quel point de consigne de puissance réactive dans la plage de puissance réactive convenue ou décidée dans le respect des valeurs cibles de performance spécifiées pour le mécanisme de réglage de la puissance réactive concerné; et
  - iii) aucune action du système de protection n'est engagée dans les limites de fonctionnement spécifiées par le diagramme de capacité en puissance réactive.
4. En ce qui concerne l'essai du mode de réglage de la tension:
- a) le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu démontre sa capacité à fonctionner en mode de réglage de la tension dans les conditions énoncées à l'article 21 du règlement (UE) 2016/631;
  - b) l'essai du mode de réglage de la tension porte sur la vérification des paramètres suivants:
    - i) la pente et la bande morte de la caractéristique statique appliquées;
    - ii) la précision du réglage;
    - iii) l'insensibilité du réglage;
    - iv) le délai de modification de la puissance réactive;
  - c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) la plage de réglage et le statisme et la bande morte ajustables sont conformes aux paramètres des caractéristiques convenus ou décidés, conformément à l'article 21, paragraphe 3, point d), du règlement (UE) 2016/631;
    - ii) l'insensibilité du réglage de la tension n'est pas supérieure à 0,01 pu, conformément à l'article 21, paragraphe 3, point d), du règlement (UE) 2016/631;
    - iii) à la suite d'un échelon de tension, 90 % de la variation de la production de puissance réactive sont réalisés dans le respect des délais et des tolérances spécifiés à l'article 21, paragraphe 3, point d), du règlement (UE) 2016/631.
5. En ce qui concerne l'essai du mode de réglage de la puissance réactive:
- a) le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu démontre sa capacité à fonctionner en mode de réglage de la puissance réactive, conformément aux conditions visées à l'article 21, paragraphe 3, point d) iii), du règlement (UE) 2016/631;
  - b) l'essai du mode de réglage de la puissance réactive complète l'essai de capacité en puissance réactive;
  - c) l'essai du mode de réglage de la puissance réactive porte sur la vérification des paramètres suivants:
    - i) la plage et le pas de variation de la consigne de la puissance réactive;
    - ii) la précision du réglage;
    - iii) le délai de modification de la puissance réactive;
  - d) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) la plage et le pas de variation de la consigne de la puissance réactive sont assurés conformément à l'article 21, paragraphe 3, point d), du règlement (UE) 2016/631;
    - ii) la précision du réglage est conforme aux conditions fixées à l'article 21, paragraphe 3, point d), du règlement (UE) 2016/631.
6. En ce qui concerne l'essai du mode de réglage du facteur de puissance:
- a) le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu démontre sa capacité à fonctionner en mode de réglage du facteur de puissance, conformément aux conditions visées à l'article 21, paragraphe 3, point d) iv), du règlement (UE) 2016/631;
  - b) l'essai du mode de réglage du facteur de puissance permet de vérifier les paramètres suivants:
    - i) la plage de la consigne du facteur de puissance;
    - ii) la précision du réglage;
    - iii) la réponse en puissance réactive à la suite d'un échelon de puissance active;

- c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
- i) la plage et le pas de variation de la consigne du facteur de puissance sont assurés conformément à l'article 21, paragraphe 3, point d), du règlement (UE) 2016/631;
  - ii) le délai de modification de la puissance réactive consécutivement à un échelon de puissance active n'excède pas l'exigence fixée à l'article 21, paragraphe 3, point d), du règlement (UE) 2016/631;
  - iii) la précision du réglage est conforme à la valeur visée à l'article 21, paragraphe 3, point d), du règlement (UE) 2016/631.
7. En ce qui concerne les essais visés aux paragraphes 4, 5 et 6, le GRT compétent ne peut sélectionner que deux des trois options de réglage pour les essais.
8. En ce qui concerne la réponse en mode LFSM-O d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, les essais sont effectués conformément à l'article 47, paragraphe 3, du règlement (UE) 2016/631.
9. En ce qui concerne la réponse en mode LFSM-U d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, les essais sont effectués conformément à l'article 48, paragraphe 3, du règlement (UE) 2016/631.
10. En ce qui concerne la capacité de réglage de la puissance active d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, les essais sont effectués conformément à l'article 48, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/631.
11. En ce qui concerne la réponse en mode FSM d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, les essais sont effectués conformément à l'article 48, paragraphe 4, du règlement (UE) 2016/631.
12. En ce qui concerne la restauration de la fréquence d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, les essais sont effectués conformément à l'article 45, paragraphe 5, du règlement (UE) 2016/631.
13. En ce qui concerne la réponse à un signal rapide d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, l'essai est réputé réussi si ledit parc peut démontrer qu'il répond dans le délai spécifié à l'article 39, paragraphe 1, point a).
14. En ce qui concerne les essais d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu dans lequel le réseau de collecte en courant alternatif n'est pas à la fréquence nominale de 50 Hz, le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, convient avec le propriétaire dudit parc des essais de conformité à effectuer.

### CHAPITRE 3

#### **Simulations visant à démontrer la conformité**

##### *Article 73*

#### **Simulations visant à démontrer la conformité pour les systèmes HVDC**

1. Les attestations de conformité peuvent être utilisées en remplacement d'une partie des simulations prévues ci-après, pour autant qu'elles soient transmises au gestionnaire de réseau compétent.
2. En ce qui concerne la simulation de l'injection rapide de courant de défaut:
  - a) le propriétaire d'une unité ou d'une station de conversion HVDC simule l'injection rapide de courant de défaut dans les conditions énoncées à l'article 19;
  - b) la simulation est réputée réussie si la conformité avec les exigences spécifiées conformément à l'article 19 est démontrée.

3. En ce qui concerne la simulation de la tenue aux creux de tension:
  - a) le propriétaire d'un système HVDC simule la tenue aux creux de tension dans le respect des conditions énoncées à l'article 25;
  - b) la simulation est réputée réussie si la conformité avec les exigences spécifiées conformément à l'article 25 est démontrée.
4. En ce qui concerne la simulation du rétablissement de la puissance active après défaut:
  - a) le propriétaire d'un système HVDC simule la capacité de rétablissement de la puissance active après défaut dans le respect des conditions énoncées à l'article 26;
  - b) la simulation est réputée réussie si la conformité avec les exigences spécifiées conformément à l'article 26 est démontrée.
5. En ce qui concerne la simulation de la capacité en puissance réactive:
  - a) le propriétaire d'une unité de conversion HVDC ou le propriétaire d'une station de conversion HVDC simule la capacité à délivrer la puissance réactive en fourniture et en absorption dans le respect des conditions énoncées à l'article 20, paragraphes 2 à 4;
  - b) la simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) le modèle de simulation de l'unité ou de la station de conversion HVDC est validé sur la base des essais de conformité pour la capacité en puissance réactive visés à l'article 71;
    - ii) la conformité avec les exigences fixées à l'article 20, paragraphes 2 à 4, est démontrée.
6. En ce qui concerne la simulation de la régulation des amortissements des oscillations de puissance:
  - a) le propriétaire d'un système HVDC démontre la capacité de son système de contrôle-commande (fonction POD) à amortir les oscillations de puissance dans le respect des conditions énoncées à l'article 30;
  - b) l'ajustement permet de mieux amortir la réponse en puissance active correspondante délivrée par le système HVDC en combinaison avec la fonction POD par rapport à la réponse en puissance active du système HVDC sans fonction POD;
  - c) la simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) la fonction POD amortit les oscillations de puissance existantes du système HVDC dans une plage de fréquence spécifiée par le GRT compétent. Cette plage de fréquence inclut la fréquence des modes locaux du système HVDC et les oscillations attendues sur le réseau; et
    - ii) une variation de puissance active du système HVDC telle que spécifié par le GRT compétent n'entraîne pas d'oscillations non amorties de la puissance active ou réactive du système HVDC.
7. En ce qui concerne la simulation de la variation de la puissance active en cas de perturbation:
  - a) le propriétaire d'un système HVDC simule la capacité à faire varier rapidement la puissance active conformément à l'article 13, paragraphe 1, point b);
  - b) la simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) le système HVDC a démontré son fonctionnement stable durant l'application de la séquence prédéfinie de variation de la puissance active;
    - ii) le délai initial d'ajustement de la puissance active est plus court que la valeur spécifiée à l'article 13, paragraphe 1, point b); s'il est plus long, il est raisonnablement justifié.

8. En ce qui concerne la simulation de l'inversion rapide de puissance active, le cas échéant:
  - a) le propriétaire d'un système HVDC simule la capacité à inverser rapidement la puissance active conformément à l'article 13, paragraphe 1, point c);
  - b) la simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) le système HVDC a démontré la stabilité de son fonctionnement;
    - ii) le délai d'ajustement de la puissance active est plus court que la valeur spécifiée à l'article 13, paragraphe 1, point c); s'il est plus long, il est raisonnablement justifié.

#### Article 74

#### **Simulations visant à démontrer la conformité pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et les unités de conversion HVDC à l'extrémité isolée**

1. Les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu sont soumis à des simulations visant à démontrer la conformité qui sont exposées en détail dans le présent article. Les attestations de conformité peuvent être utilisées en remplacement d'une partie des simulations décrites ci-après, pour autant qu'elles soient transmises au gestionnaire de réseau compétent.
2. En ce qui concerne la simulation de l'injection rapide de courant de défaut:
  - a) le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu simule la capacité d'injection rapide de courant de défaut dans les conditions prévues à l'article 20, paragraphe 2, point b), du règlement (UE) 2016/631; et
  - b) la simulation est réputée réussie si la conformité avec l'exigence fixée à l'article 20, paragraphe 2, point b), du règlement (UE) 2016/631 est démontrée.
3. En ce qui concerne la simulation du rétablissement de la puissance active après défaut:
  - a) le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu simule la capacité de rétablissement de la puissance active après défaut dans le respect des conditions prévues à l'article 20, paragraphe 3, point a), du règlement (UE) 2016/631; et
  - b) la simulation est réputée réussie si la conformité avec l'exigence fixée à l'article 20, paragraphe 3, point a), du règlement (UE) 2016/631 est démontrée.
4. En ce qui concerne la simulation de la capacité en puissance réactive des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu:
  - a) le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu simule la capacité à délivrer la puissance réactive en fourniture et en absorption dans le respect des conditions énoncées à l'article 40, paragraphe 2; et
  - b) la simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
    - i) le modèle de simulation du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est validé sur la base des essais de conformité pour la capacité en puissance réactive visés à l'article 72, paragraphe 2;
    - ii) la conformité avec les exigences fixées à l'article 40, paragraphe 2, est démontrée.
5. En ce qui concerne la simulation de la capacité en puissance réactive des unités de conversion HVDC à l'extrémité isolée:
  - a) le propriétaire d'une unité de conversion HVDC à l'extrémité isolée ou le propriétaire d'une station de conversion HVDC à l'extrémité isolée simule la capacité à délivrer la puissance réactive en fourniture et en absorption dans le respect des conditions énoncées à l'article 48, paragraphe 2; et

- b) la simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont cumulativement remplies:
- i) le modèle de simulation de l'unité de conversion à l'extrémité isolée ou de la station de conversion HVDC à l'extrémité isolée est validé sur la base des essais de conformité pour la capacité en puissance réactive prévus à l'article 72, paragraphe 3;
  - ii) la conformité avec les exigences fixées à l'article 48, paragraphe 2, est démontrée.
6. En ce qui concerne la simulation de la régulation des amortissements des oscillations de puissance:
- a) le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu simule la capacité d'amortissement des oscillations de puissance conformément aux conditions visées à l'article 21, paragraphe 3, point f), du règlement (UE) 2016/631; et
  - b) la simulation est réputée réussie si le modèle démontre la conformité aux conditions fixées à l'article 21, paragraphe 3, point f), du règlement (UE) 2016/631.
7. En ce qui concerne la simulation de la tenue aux creux de tension:
- a) le propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu simule la tenue aux creux de tension dans les conditions fixées à l'article 16, paragraphe 3, point a), du règlement (UE) 2016/631;
  - b) la simulation est réputée réussie si le modèle démontre la conformité aux conditions fixées à l'article 16, paragraphe 3, point a), du règlement (UE) 2016/631.

#### CHAPITRE 4

### ***Orientations non contraignantes et surveillance en matière de mise en œuvre***

#### *Article 75*

### **Orientations non contraignantes sur la mise en œuvre**

1. Au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement et, par la suite, tous les deux ans, l'ENTSO pour l'électricité prépare et fournit des orientations écrites non contraignantes à ses membres et aux autres gestionnaires de réseau en ce qui concerne les éléments du présent règlement nécessitant des décisions nationales. L'ENTSO pour l'électricité publie ces orientations sur son site internet.
2. L'ENTSO pour l'électricité consulte les parties prenantes dans le cadre de la fourniture des orientations non contraignantes.
3. Les orientations non contraignantes expliquent les questions techniques, les conditions et les interdépendances à prendre en compte pour se conformer aux exigences du présent règlement au niveau national.

#### *Article 76*

### **Surveillance**

1. L'ENTSO pour l'électricité surveille la mise en œuvre du présent règlement conformément à l'article 8, paragraphe 8, du règlement (CE) n° 714/2009. La surveillance porte en particulier sur les points suivants:
  - a) recenser toute divergence dans la mise en œuvre du présent règlement au niveau national;
  - b) évaluer si les valeurs et les plages fixées dans les exigences applicables aux systèmes HVDC et aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu en vertu du présent règlement sont toujours valides.

2. Au plus tard douze mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, l'Agence, en coopération avec l'ENTSO pour l'électricité, établit une liste des informations pertinentes que doit lui communiquer ce dernier conformément à l'article 8, paragraphe 9, et à l'article 9, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 714/2009. La liste des informations pertinentes peut faire l'objet de mises à jour. L'ENTSO pour l'électricité archive dans un format numérique normalisé toutes les informations requises par l'Agence.

3. Les GRT compétents soumettent à l'ENTSO pour l'électricité les informations nécessaires aux fins de l'exécution des tâches visées aux paragraphes 1 et 2.

Sur la base d'une demande de l'autorité de régulation, les GRD fournissent aux GRT les informations visées au paragraphe 2, à moins que les autorités de régulation, l'Agence ou l'ENTSO pour l'électricité ne les aient déjà obtenues dans le cadre de leurs missions respectives de contrôle de la mise en œuvre et ce, en vue d'éviter les redondances d'information.

4. Si l'ENTSO pour l'électricité ou l'Agence déterminent des domaines couverts par le présent règlement dans lesquels, étant donné l'évolution du marché ou l'expérience acquise lors de l'application du présent règlement, la poursuite de l'harmonisation des exigences en vertu du présent règlement est souhaitable pour promouvoir l'intégration du marché, ils proposent des projets de modification du présent règlement en application de l'article 7, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 714/2009.

## TITRE VII

### DÉROGATIONS

#### *Article 77*

#### **Pouvoir d'accorder des dérogations**

1. Les autorités de régulation peuvent, à la demande d'un propriétaire ou propriétaire potentiel de système HVDC ou d'un propriétaire ou propriétaire potentiel de parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, d'un gestionnaire de réseau compétent ou d'un GRT compétent, accorder à des propriétaires ou propriétaires potentiels de systèmes HVDC ou à des propriétaires ou propriétaires potentiels de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, à des gestionnaires de réseau compétents ou à des GRT compétents des dérogations à l'une ou plusieurs des dispositions du présent règlement pour des systèmes HVDC et/ou des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu nouveaux et existants, conformément aux articles 78 à 82.

2. Lorsque des dispositions en ce sens s'appliquent dans un État membre, des dérogations peuvent être accordées et révoquées conformément aux articles 78 à 81 par des autorités autres que l'autorité de régulation.

#### *Article 78*

#### **Dispositions générales**

1. Chacune des autorités de régulation précise, après consultation des gestionnaires de réseau compétents, des propriétaires de systèmes HVDC, des propriétaires de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et des autres parties prenantes qu'elle considère concernées par le présent règlement, les critères d'octroi des dérogations conformément aux articles 79 à 81. Chacune publie ces critères sur son site internet et les notifie à la Commission dans les neuf mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement. La Commission peut demander à une autorité de régulation de modifier les critères si elle considère qu'ils ne sont pas compatibles avec le présent règlement. Cette possibilité de réexaminer et de modifier les critères d'octroi des dérogations est sans effet sur les dérogations déjà accordées, qui continuent de s'appliquer jusqu'à la date d'expiration programmée, comme précisé dans la décision d'octroi de la dérogation.

2. Si l'autorité de régulation le juge nécessaire en raison d'un changement de circonstances en lien avec l'évolution des exigences applicables au réseau, elle peut réviser et modifier, au maximum une fois par an, les critères d'octroi des dérogations, conformément au paragraphe 1. Aucune modification des critères ne s'applique aux dérogations pour lesquelles une demande a déjà été introduite.



3. L'autorité de régulation peut décider que les systèmes HVDC ou les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu pour lesquels une demande de dérogation a été déposée conformément aux articles 79 à 81 n'ont pas l'obligation d'être conformes aux exigences du présent règlement pour lesquelles a été demandée une dérogation, à compter du jour du dépôt de la demande et jusqu'à la décision de l'autorité de régulation.

#### Article 79

##### **Demande de dérogation par le propriétaire d'un système HVDC ou le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu**

1. Le propriétaire ou propriétaire potentiel d'un système HVDC et le propriétaire ou propriétaire potentiel d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu peuvent demander une dérogation à l'une ou plusieurs des exigences du présent règlement.

2. Toute demande de dérogation est déposée auprès du gestionnaire de réseau compétent et inclut:

- a) l'identification du propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC ou du propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, et la personne de contact pour tous les échanges;
- b) une description du système HVDC ou du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu pour lequel une dérogation est demandée;
- c) une référence aux dispositions du présent règlement auxquelles une dérogation est demandée et une description détaillée de la dérogation demandée;
- d) une motivation détaillée, accompagnée des pièces justificatives pertinentes et d'une analyse des coûts et bénéfices conformément aux exigences de l'article 66;
- e) la démonstration que la dérogation demandée n'aurait aucune incidence négative sur les échanges transfrontaliers;
- f) dans le cas d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu à une ou plusieurs stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée, la preuve que la station de conversion ne sera pas affectée par la dérogation, ou bien un accord du propriétaire de la station de conversion en faveur de la dérogation proposée.

3. Dans les deux semaines à compter de la réception d'une demande de dérogation, le gestionnaire de réseau compétent indique au propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC ou au propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu si la demande est complète. Si le gestionnaire de réseau compétent estime que la demande est incomplète, le propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC ou le propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu soumet les informations complémentaires requises dans un délai d'un mois à compter de la réception de la demande d'informations complémentaires. Si le propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC ou le propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu ne fournit pas les informations demandées dans ce délai, la demande de dérogation est réputée retirée.

4. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent et tout GRD adjacent concerné, évalue la demande de dérogation et l'analyse des coûts et bénéfices fournie, compte tenu des critères fixés par l'autorité de régulation en application de l'article 78.

5. Lorsque la demande de dérogation concerne un système HVDC ou un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu à un réseau de distribution, y compris un réseau fermé de distribution, l'évaluation du gestionnaire de réseau compétent est accompagnée d'une évaluation de la demande de dérogation par le GRT compétent. Le GRT compétent présente son évaluation dans un délai de deux mois après y avoir été invité par le gestionnaire de réseau compétent.

6. Dans les six mois à compter de la réception d'une demande de dérogation, le gestionnaire de réseau compétent transmet la demande à l'autorité de régulation et soumet la ou les évaluations préparées conformément aux paragraphes 4 et 5. Ce délai peut être prolongé d'un mois lorsque le gestionnaire de réseau compétent demande des informations supplémentaires au propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC ou au propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, et de deux mois lorsqu'il demande au GRT compétent de soumettre une évaluation de la demande de dérogation.

7. L'autorité de régulation adopte une décision concernant toute demande de dérogation dans un délai de six mois à compter du jour suivant celui où elle reçoit la demande. Ce délai peut, avant son expiration, être prolongé de trois mois si l'autorité de régulation demande des informations complémentaires au propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC ou au propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu ou à toute autre partie intéressée. Le délai supplémentaire commence à courir à compter de la réception de toutes les informations.

8. Le propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC ou le propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu soumet toute information complémentaire demandée par l'autorité de régulation dans les deux mois à compter de cette demande. Si le propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC ou le propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu ne fournit pas les informations demandées dans ce délai, la demande de dérogation est réputée retirée, sauf si, avant l'expiration:

- a) l'autorité de régulation décide d'accorder une prolongation;
- b) le propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC ou le propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu informe l'autorité de régulation, par une note argumentée, que la demande de dérogation est complète.

9. L'autorité de régulation rend une décision motivée concernant la demande de dérogation. Lorsque l'autorité de régulation accorde une dérogation, elle en précise la durée.

10. L'autorité de régulation notifie sa décision au propriétaire ou propriétaire potentiel du système HVDC ou au propriétaire ou propriétaire potentiel du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu, au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent.

11. Une autorité de régulation peut révoquer une décision d'octroi de dérogation si les circonstances et les justifications sous-jacentes ne sont plus valables, ou sur recommandation motivée de la Commission ou de l'Agence en vertu de l'article 83, paragraphe 2.

#### Article 80

##### **Demande de dérogation par un gestionnaire de réseau compétent ou un GRT compétent**

1. Les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents peuvent demander une dérogation pour des classes de systèmes HVDC ou de parcs non synchrones de générateurs raccordés ou devant être raccordés en courant continu à leur réseau.

2. Les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents soumettent leurs demandes de dérogation à l'autorité de régulation. Chaque demande de dérogation inclut:

- a) l'identification du gestionnaire de réseau compétent ou du GRT compétent, et la personne de contact pour tous les échanges;
- b) une description des systèmes HVDC ou des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu pour lesquels une dérogation est demandée, ainsi que la puissance totale installée et le nombre de systèmes HVDC ou de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu;
- c) l'exigence ou les exigences du présent règlement auxquelles une dérogation est demandée, avec une description détaillée de la dérogation demandée;
- d) une motivation détaillée, accompagnée de toutes les pièces justificatives pertinentes;
- e) la démonstration que la dérogation demandée n'aurait aucune incidence négative sur les échanges transfrontaliers;
- f) une analyse des coûts et bénéfices conformément aux exigences de l'article 66. Le cas échéant, l'analyse des coûts et bénéfices est réalisée en coordination avec le GRT compétent et tous les GRD adjacents.

3. Si la demande de dérogation est soumise par un GRD compétent ou un GRDF compétent, l'autorité de régulation, dans un délai de deux semaines à compter du jour suivant la réception de la demande, invite le GRT compétent à évaluer la demande de dérogation à la lumière des critères fixés par l'autorité de régulation en application de l'article 78.

4. Dans un délai de deux semaines à compter du jour suivant la réception de ladite demande d'évaluation, le GRT compétent indique au GRD compétent ou au GRDF compétent si la demande de dérogation est complète. Si le GRT compétent estime qu'elle est incomplète, le GRD compétent ou le GRDF compétent soumet les informations additionnelles requises dans un délai d'un mois à compter de la réception de la demande d'informations complémentaires.

5. Dans un délai de six mois à compter de la réception d'une demande de dérogation, le GRT compétent transmet son évaluation à l'autorité de régulation, avec tous les documents pertinents. Le délai de six mois peut être prolongé d'un mois si le GRT compétent demande des informations complémentaires au GRD compétent ou au GRDF compétent.

6. L'autorité de régulation adopte une décision concernant toute demande de dérogation dans les six mois à compter du jour suivant celui où elle reçoit la demande. Si la demande de dérogation est présentée par le GRD compétent ou le GRDF compétent, le délai de six mois commence à courir à compter du jour suivant celui de la réception de l'évaluation du GRT compétent en application du paragraphe 5.

7. Le délai de six mois visé au paragraphe 6 peut, avant son expiration, être prolongé de trois mois supplémentaires si l'autorité de régulation demande des informations complémentaires au gestionnaire de réseau compétent qui demande la dérogation ou à toute autre partie intéressée. Ce délai supplémentaire court à compter du jour suivant celui de la date de réception de toutes les informations.

Le gestionnaire de réseau compétent communique toute information complémentaire demandée par l'autorité de régulation dans les deux mois à compter de la date de la demande. Si le gestionnaire de réseau compétent ne fournit pas les informations demandées dans ce délai, la demande de dérogation est réputée retirée, sauf si, avant l'expiration du délai:

a) l'autorité de régulation décide d'accorder une prolongation;

b) le gestionnaire de réseau compétent informe l'autorité de régulation, par une note argumentée, que la demande de dérogation est complète.

8. L'autorité de régulation rend une décision motivée concernant la demande de dérogation. Lorsque l'autorité de régulation accorde une dérogation, elle en précise la durée.

9. L'autorité de régulation notifie sa décision au gestionnaire de réseau compétent à l'origine de la demande de dérogation, au GRT compétent et à l'Agence.

10. Les autorités de régulation peuvent fixer d'autres exigences concernant la préparation des demandes de dérogation par les gestionnaires de réseau compétents. Dans ce cadre, les autorités de régulation tiennent compte de la distinction entre le réseau de transport et le réseau de distribution au niveau national et consultent les gestionnaires de réseau, les propriétaires de systèmes HVDC, les propriétaires de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et les parties prenantes, y compris les fabricants.

11. Une autorité de régulation peut révoquer une décision d'octroi de dérogation si les circonstances et les justifications sous-jacentes ne sont plus valables, ou sur recommandation motivée de la Commission ou de l'Agence en vertu de l'article 83, paragraphe 2.

#### Article 81

#### **Demande de dérogation aux dispositions du titre III par le propriétaire d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu**

1. Une demande de dérogation aux dispositions de l'article 40, paragraphe 1, points b) et c), de l'article 40, paragraphe 2, points a) et b), et des articles 41 à 45, ne relève pas de l'article 79, paragraphe 2, points d) et e), lorsqu'elle concerne un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu qui est ou sera relié à une seule zone synchrone par un seul raccordement.

2. L'autorité de régulation peut soumettre à toute condition une décision concernant une demande de dérogation telle que visée au paragraphe 1. Il peut s'agir d'une condition selon laquelle le développement d'un raccordement en vue de constituer un réseau multiterminaux, ou le raccordement d'un parc non synchrone de générateurs supplémentaire au même point, entraînera la réévaluation de la dérogation par l'autorité de régulation, ou son expiration. L'autorité de régulation tient compte, aux fins de toute décision concernant une demande de dérogation, de la nécessité d'optimiser la configuration entre le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu et la station de conversion HVDC à l'extrémité isolée, ainsi que des attentes légitimes du propriétaire du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu.

#### Article 82

### Registre des dérogations aux exigences du présent règlement

1. Les autorités de régulation tiennent un registre de toutes les dérogations qu'elles ont accordées ou refusées et transmettent à l'Agence un registre actualisé et consolidé au minimum tous les six mois, dont une copie est remise à l'ENTSO pour l'électricité.
2. Le registre contient, en particulier:
  - a) l'exigence ou les exigences pour lesquelles la dérogation est octroyée ou refusée;
  - b) le contenu de la dérogation;
  - c) les motifs de l'octroi ou du refus de la dérogation;
  - d) les incidences de l'octroi de la dérogation.

#### Article 83

### Surveillance des dérogations

1. L'Agence surveille la procédure d'octroi des dérogations en coopération avec les autorités de régulation ou les autorités compétentes de l'État membre. Les autorités de régulation ou les autorités compétentes de l'État membre fournissent à l'Agence toutes les informations nécessaires à cet effet.
2. L'Agence peut émettre une recommandation motivée à une autorité de régulation l'invitant à révoquer une dérogation au motif d'une justification insuffisante. La Commission peut émettre une recommandation motivée à une autorité de régulation ou à une autorité compétente de l'État membre l'invitant à révoquer une dérogation au motif d'une justification insuffisante.
3. La Commission peut demander à l'Agence de l'informer sur l'application des paragraphes 1 et 2 et de fournir les motifs pour lesquels elle a demandé ou non la révocation d'une dérogation.

#### TITRE VIII

### DISPOSITIONS FINALES

#### Article 84

### Modification des contrats et des modalités et conditions générales

1. Les autorités de régulation veillent à ce que toutes les clauses pertinentes figurant dans les contrats et dans les modalités et conditions générales relatives au raccordement au réseau des nouveaux systèmes HVDC ou des nouveaux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu soient mises en conformité avec les exigences du présent règlement.

2. Toutes les clauses pertinentes figurant dans les contrats et dans les modalités et conditions générales relatives au raccordement au réseau des systèmes HVDC existants ou des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants couverts par l'ensemble ou certaines des exigences du présent règlement conformément à l'article 4, paragraphe 1, sont modifiées aux fins de leur mise en conformité avec les exigences du présent règlement. Les clauses pertinentes sont modifiées dans les trois ans à compter de la décision de l'autorité de régulation ou de l'État membre visée à l'article 4, paragraphe 1.

3. Les autorités de régulation veillent à ce que les accords nationaux passés entre les gestionnaires de réseau et les propriétaires de systèmes HVDC et de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu nouveaux ou existants couverts par le présent règlement et relatifs aux exigences de raccordement au réseau applicables aux systèmes HVDC et aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, en particulier dans les codes de réseau nationaux, reflètent les exigences énoncées dans le présent règlement.

#### Article 85

### **Systèmes HVDC ou parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu raccordés à des zones synchrones ou à des zones de réglage ne relevant pas de la législation de l'Union européenne**

1. Lorsqu'un système HVDC auquel s'appliquent les exigences du présent règlement relie des zones synchrones ou des zones de réglage dont au moins une n'entre pas dans le champ d'application de la législation de l'Union, le GRT compétent ou, le cas échéant, le propriétaire du système HVDC, s'efforce de mettre en œuvre un accord afin de garantir que les propriétaires de systèmes HVDC non contraints juridiquement de se conformer au présent règlement coopèrent eux aussi afin de satisfaire aux exigences de ce dernier.

2. Si un accord tel que visé au paragraphe 1 ne peut pas être mis en œuvre, le GRT compétent ou, selon le cas, le propriétaire du système HVDC concerné, utilise tous les moyens disponibles pour se conformer aux exigences du présent règlement.

#### Article 86

### **Entrée en vigueur**

Le présent règlement entre en vigueur le vingtième jour suivant celui de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*.

Sans préjudice de l'article 4, paragraphe 2, point b), et des articles 5, 75, 76 et 78, les exigences du présent règlement s'appliquent trois ans après sa publication.

Le présent règlement est obligatoire dans tous ses éléments et directement applicable dans tout État membre.

Fait à Bruxelles, le 26 août 2016.

Par la Commission  
Le président  
Jean-Claude JUNCKER

## ANNEXE I

**Plages de fréquence visées à l'article 11**

Plage de fréquence	Durée de fonctionnement
47,0 Hz – 47,5 Hz	60 secondes
47,5 Hz – 48,5 Hz	À spécifier par chaque GRT compétent, mais plus longue que les durées fixées pour les installations de production et de consommation, respectivement conformément au règlement (UE) 2016/631 et au règlement (UE) 2016/1388, et que la durée fixée pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu conformément à l'article 39.
48,5 Hz – 49,0 Hz	À spécifier par chaque GRT compétent, mais plus longue que les durées fixées pour les installations de production et de consommation, respectivement conformément au règlement (UE) 2016/631 et au règlement (UE) 2016/1388, et que la durée fixée pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu conformément à l'article 39.
49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée
51,0 Hz – 51,5 Hz	À spécifier par chaque GRT compétent, mais plus longue que les durées fixées pour les installations de production et de consommation, respectivement conformément au règlement (UE) 2016/631 et au règlement (UE) 2016/1388, et que la durée fixée pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu conformément à l'article 39.
51,5 Hz – 52,0 Hz	À spécifier par chaque GRT compétent, mais plus longue que celle prévue pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu conformément à l'article 39.

**Tableau 1:** Durées minimales pendant lesquelles un système HVDC est capable de fonctionner à différentes plages de fréquences s'écartant d'une valeur nominale, sans se déconnecter du réseau.

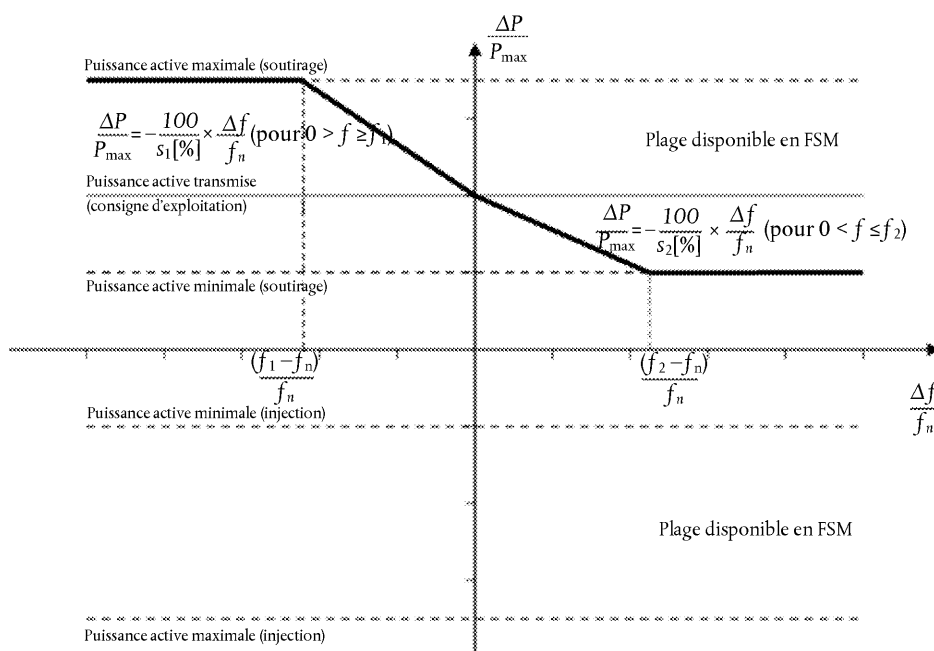
## ANNEXE II

## Exigences applicables aux modes FSM, LFSM-O et LFSM-U

## A. Mode de sensibilité à la fréquence (FSM)

## 1. En fonctionnement en mode FSM:

- a) le système HVDC est capable de répondre aux variations de fréquence de chaque réseau en courant alternatif raccordé en ajustant la puissance active comme indiqué à la figure 1 et conformément aux paramètres spécifiés par chaque GRT dans les plages indiquées au tableau 2. Cette spécification est notifiée à l'autorité de régulation compétente. Les modalités de cette notification sont déterminées conformément au cadre réglementaire national applicable;
- b) l'ajustement de la réponse en puissance active aux variations de fréquence est limité par la puissance active minimale en HVDC et la puissance active maximale en HVDC du système HVDC (dans les deux sens);

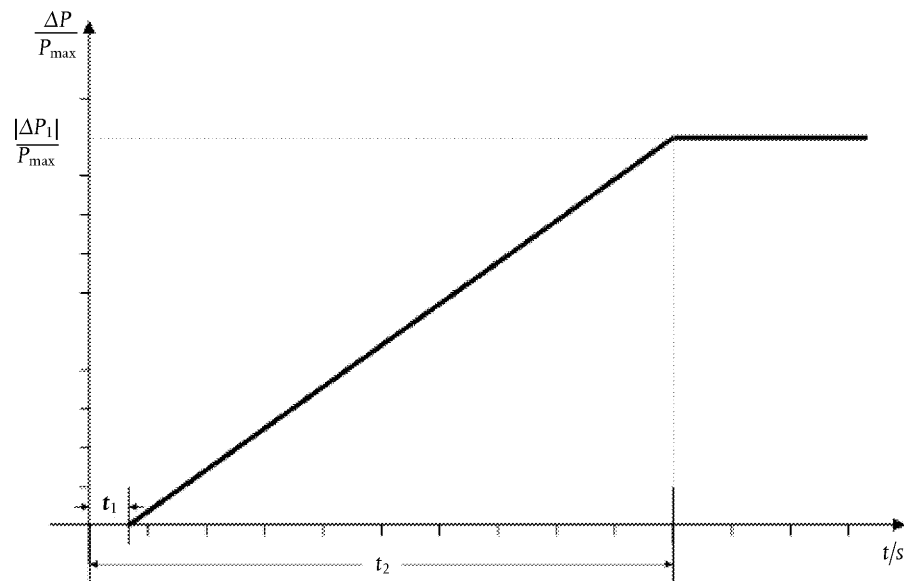


**Figure 1:** Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence d'un système HVDC en mode FSM dans le cas d'une bande morte et d'une insensibilité nulles avec une valeur de consigne de puissance active positive (mode soutirage).  $\Delta P$  est la variation de puissance active à la sortie du système HVDC.  $f_n$  est la valeur de consigne de la fréquence sur le réseau en courant alternatif où le service FSM est assuré et  $\Delta f$  est la variation de fréquence sur le réseau en courant alternatif où le service FSM est assuré.

Paramètres	Plages
Bande morte de réponse en fréquence	0 – ± 500 mHz
Statisme $s_1$ (régulation à la hausse)	0,1 % au minimum
Statisme $s_2$ (régulation à la baisse)	0,1 % au minimum
Insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence	30 mHz au maximum

**Tableau 2:** Paramètres de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode FSM

- c) le système HVDC est capable, sur instruction du GRT compétent, d'ajuster les valeurs de statisme pour la régulation à la hausse et à la baisse, la bande morte de la réponse en fréquence, et la plage de variation opérationnelle au sein de la plage de puissance active disponible en mode FSM, comme indiqué à la figure 1 et, plus généralement, dans les limites fixées aux points a) et b). Ces valeurs sont notifiées à l'autorité de régulation. Les modalités de cette notification sont déterminées conformément au cadre réglementaire national applicable;
- d) à la suite d'un échelon de fréquence, le système HVDC est capable d'ajuster la puissance active de telle manière que la réponse en puissance active aux variations de fréquence définie à la figure 1 soit:
- i) aussi rapide que techniquement possible intrinsèquement; et
  - ii) sur ou au-dessus de la ligne pleine de la figure 2, conformément aux paramètres spécifiés par chaque GRT compétent dans les plages indiquées au tableau 3:
- le système HVDC est capable d'ajuster la puissance active à la sortie  $\Delta P$  jusqu'au maximum de la plage de puissance active demandée par le GRT compétent dans le respect des durées  $t_1$  et  $t_2$  et des plages de la figure 3,  $t_1$  étant le retard initial et  $t_2$  la durée d'activation complète. Les valeurs de  $t_1$  et  $t_2$  sont spécifiées par le GRT compétent et sont notifiées à l'autorité de régulation. Les modalités de cette notification sont déterminées conformément au cadre réglementaire national applicable;
  - si le retard initial de l'activation est supérieur à 0,5 seconde, le propriétaire du système HVDC en fournit une justification raisonnable au GRT compétent;



**Figure 2:** Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence d'un système HVDC.  $\Delta P$  est la variation de puissance active résultant de l'échelon de fréquence.

Paramètres	Délai
Retard initial maximal admissible $t_1$	0,5 seconde
Durée maximale admissible pour l'activation complète $t_2$ , sauf durées plus longues spécifiées par le GRT compétent	30 secondes

**Tableau 3:** Paramètres pour l'activation complète de la réponse en puissance active aux variations de fréquence consécutive à un échelon de fréquence



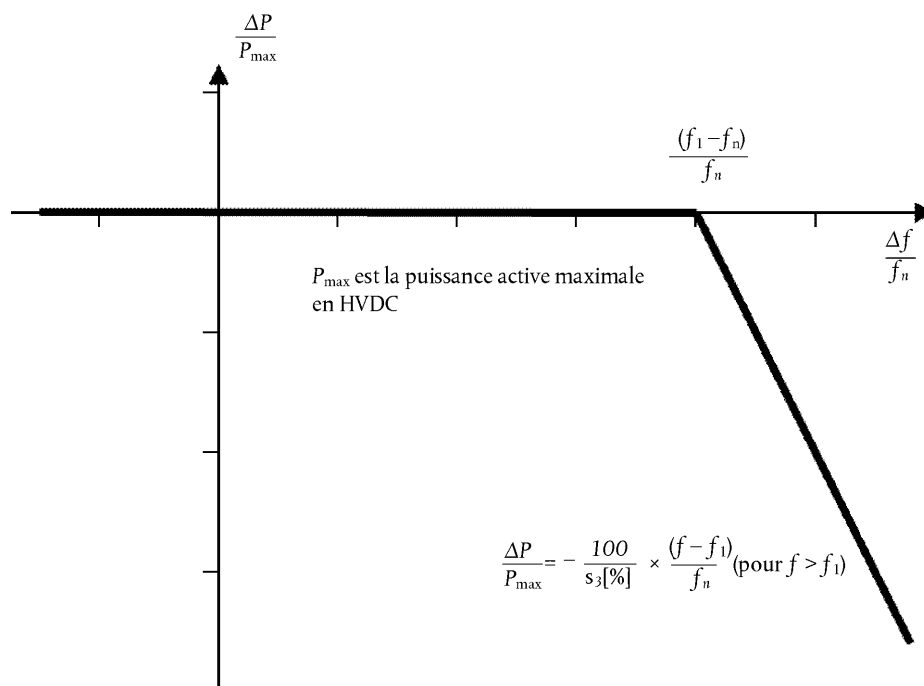
- e) pour les systèmes HVDC reliant différentes zones de contrôle ou zones synchrones, en mode FSM, le système HVDC est capable d'ajuster la réponse complète en puissance active aux variations de fréquence à tout moment et pendant une période de temps continue;
- f) tant que la variation de fréquence se poursuit, le réglage de la puissance active ne doit pas avoir d'effet négatif sur la réponse en puissance active aux variations de fréquence.

#### B. Mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O)

1. Outre les exigences de l'article 11, les exigences suivantes s'appliquent en ce qui concerne le mode LFSM-O:

- a) le système HVDC est capable d'ajuster la réponse en puissance active aux variations de fréquence fournie au ou aux réseaux en courant alternatif, tant en soutirage qu'en injection, selon la figure 3, à un seuil de fréquence  $f_1$  compris entre 50,2 Hz (cette valeur incluse) et 50,5 Hz (cette valeur incluse) avec un statisme  $S_3$  ajustable à partir de 0,1 % à la hausse;
- b) le système HVDC est capable d'ajuster la puissance active à la baisse jusqu'à la capacité minimale de transmission de puissance active en HVDC;
- c) le système HVDC est capable d'ajuster la réponse en puissance active aux variations de fréquence aussi rapidement que techniquement faisable intrinsèquement, avec un retard initial et une durée d'activation complète déterminés par le GRT compétent et notifiés à l'autorité de régulation conformément au cadre de régulation national applicable;
- d) le système HVDC est capable de fonctionner de manière stable en mode LFSM-O. En mode LFSM-O, la hiérarchie des fonctions de contrôle-commande est organisée conformément à l'article 35.

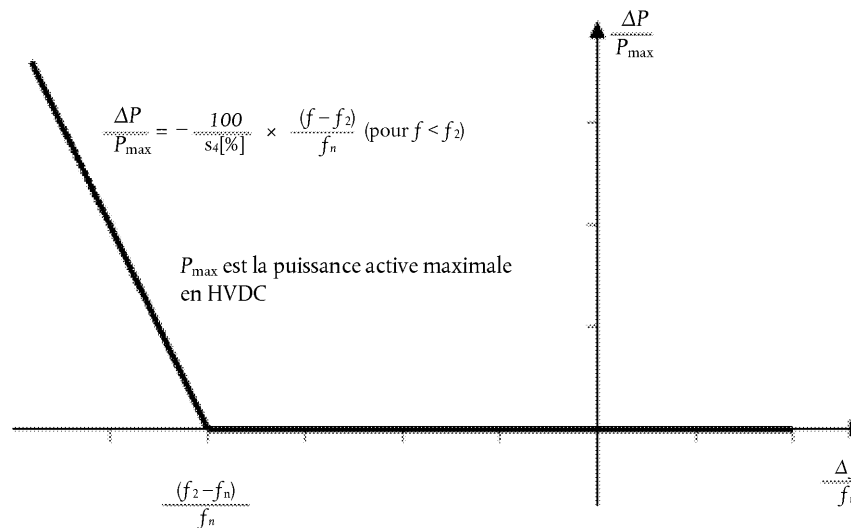
2. Le seuil de fréquence et les valeurs de statisme visées au paragraphe 1, point a), sont déterminés par le GRT compétent et notifiés à l'autorité de régulation conformément au cadre de régulation national applicable.



**Figure 3:** Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des systèmes HVDC en mode LFSM-O.  $\Delta P$  est la variation de puissance active à la sortie du système HVDC et, en fonction des conditions de fonctionnement, une baisse de la puissance en soutirage ou une hausse de la puissance en injection.  $f_n$  est la fréquence nominale du ou des réseaux en courant alternatif auxquels le système HVDC est raccordé et  $\Delta f$  est la variation de la fréquence sur le ou les réseaux en courant alternatif auxquels le système HVDC est raccordé. En cas de surfréquences où  $f$  est supérieure à  $f_1$ , le système HVDC réduit la puissance active en fonction de la valeur de statisme.

## C. Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U)

1. Outre les exigences de l'article 11, les exigences suivantes s'appliquent en ce qui concerne le mode LFSM-U:
  - a) le système HVDC est capable d'ajuster la réponse en puissance active aux variations de fréquence fournie au ou aux réseaux en courant alternatif, tant en soutirage qu'en injection, selon la figure 4, à un seuil de fréquence  $f_2$  compris entre 49,8 Hz (cette valeur incluse) et 49,5 Hz (cette valeur incluse), avec un statisme  $S_4$  ajustable à partir de 0,1 % à la hausse;
  - b) en mode LFSM-U, le système HVDC est capable d'ajuster la puissance active jusqu'à sa capacité maximale de transmission de puissance active en HVDC;
  - c) la réponse en puissance active aux variations de fréquence est activée aussi rapidement que techniquement faisable intrinsèquement, avec un retard initial et une durée d'activation complète déterminés par le GRT compétent et notifiés à l'autorité de régulation conformément au cadre de régulation national applicable;
  - d) le système HVDC est capable de fonctionner de manière stable en mode LFSM-U. En mode LFSM-U, la hiérarchie des fonctions de contrôle est organisée conformément à l'article 35.
2. Le seuil de fréquence et les valeurs de statisme visés au paragraphe 1, point a), sont déterminés par le GRT compétent et notifiés à l'autorité de régulation conformément au cadre de régulation national applicable.



**Figure 4:** Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des systèmes HVDC en mode LFSM-U.  $\Delta P$  est la variation de puissance active à la sortie du système HVDC, c'est-à-dire, selon les conditions de fonctionnement, une baisse de la puissance en soutirage ou une hausse de la puissance en injection.  $f_n$  est la fréquence nominale dans le ou les réseaux en courant alternatif auxquels le système HVDC est raccordé et  $\Delta f$  est la variation de la fréquence dans le ou les réseaux en courant alternatif auxquels le système HVDC est raccordé. En cas de sous-fréquences où  $f$  est inférieure à  $f_2$ , le système HVDC augmente la puissance active à la sortie en fonction du statisme  $S_4$ .

## ANNEXE III

## Plages de fréquence visées à l'article 18

Zone synchrone	Plage de tension	Durée de fonctionnement
Europe continentale	0,85 pu – 1,118 pu	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu	À spécifier par chaque gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, mais pas inférieure à 20 minutes
Pays nordiques	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minutes
Grande-Bretagne	0,90 pu – 1,10 pu	Illimitée
Irlande et Irlande du Nord	0,90 pu – 1,118 pu	Illimitée
États baltes	0,85 pu – 1,118 pu	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minutes

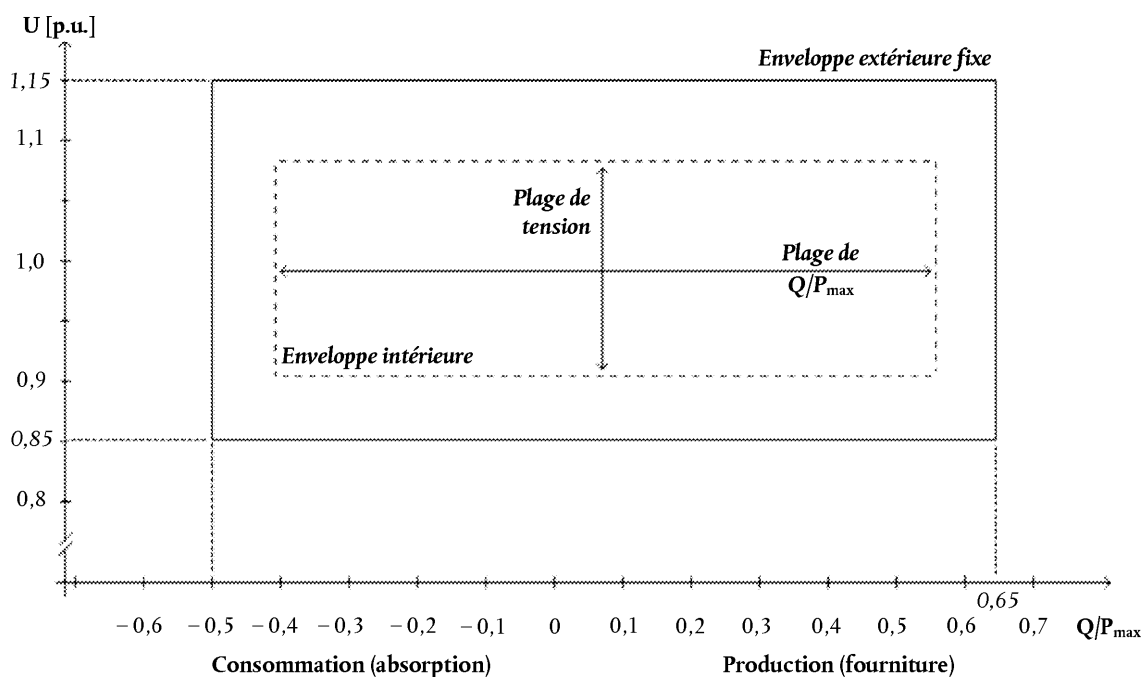
**Tableau 4:** Durées minimales pendant lesquelles un système HVDC est capable de fonctionner avec des tensions s'écartant de la valeur de référence 1 pu aux points de raccordement, sans se déconnecter du réseau. Le présent tableau s'applique lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse).

Zone synchrone	Plage de tension	Durée de fonctionnement
Europe continentale	0,85 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,0875 pu	À spécifier par chaque GRT, mais pas inférieure à 60 minutes
	1,0875 pu – 1,10 pu	60 minutes
Pays nordiques	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	À spécifier par chaque GRT, mais pas supérieure à 60 minutes
Grande-Bretagne	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	15 minutes
Irlande et Irlande du Nord	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
États baltes	0,88 pu – 1,097 pu	Illimitée
	1,097 pu – 1,15 pu	20 minutes

**Tableau 5:** Durées minimales pendant lesquelles un système HVDC est capable de fonctionner avec des tensions s'écartant de la valeur de référence 1 pu aux points de raccordement, sans se déconnecter du réseau. Le présent tableau s'applique lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses).

## ANNEXE IV

## Exigences applicables au diagramme U-Q/Pmax énoncées à l'article 20



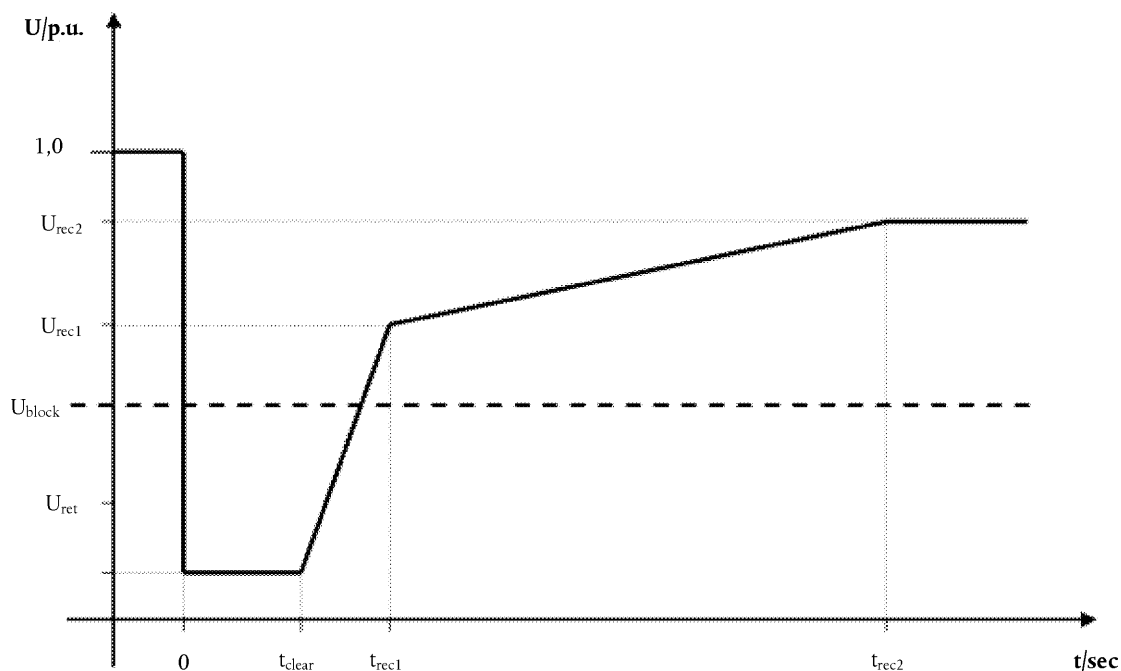
**Figure 5:** Le graphique représente les limites d'un diagramme U-Q/Pmax où U est la tension aux points de raccordement, exprimée par le rapport entre sa valeur réelle et la valeur de référence 1 pu, et Q/Pmax le rapport entre la puissance réactive (Q) et la puissance active maximale de la liaison HVDC (Pmax). La position, la taille et la forme de l'enveloppe intérieure sont indicatives et des formes autres que rectangulaires peuvent être utilisées dans l'enveloppe intérieure. Pour les formes de diagrammes autres que rectangulaires, la plage de tension représente la valeur la plus élevée et la valeur la plus faible. Un tel diagramme n'implique pas d'avoir toute la plage de puissance réactive pour toute la plage des tensions en régime permanent.

Zone synchrone	Plage maximale de $Q/P_{\max}$	Plage maximale du niveau de tension en régime permanent en pu
Europe continentale	0,95	0,225
Pays nordiques	0,95	0,15
Grande-Bretagne	0,95	0,225
Irlande et Irlande du Nord	1,08	0,218
États baltes	1,0	0,220

**Tableau 6:** Paramètres de l'enveloppe intérieure pour la figure.

## ANNEXE V

## Gabarit de creux de tension visé à l'article 25



**Figure 6:** Gabarit de tenue aux creux de tension d'une station de conversion HVDC. Le graphique représente la limite inférieure d'un gabarit de creux de tension au point de raccordement, exprimée par le ratio entre sa valeur actuelle et sa valeur de référence 1 pu avant, pendant et après un défaut.  $U_{ret}$  est la tension résiduelle au point de raccordement pendant un défaut,  $t_{clear}$  est l'instant où le défaut est éliminé,  $U_{rec1}$  et  $t_{rec1}$  spécifient un point des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination d'un défaut.  $U_{block}$  est la tension de blocage au point de raccordement. Les durées mentionnées sont mesurées à partir de  $t_{fault}$ .

Paramètres de tension [pu]		Paramètres de durée [secondes]	
$U_{ret}$	0,00 – 0,30	$t_{clear}$	0,14 – 0,25
$U_{rec1}$	0,25 – 0,85	$t_{rec1}$	1,5 – 2,5
$U_{rec2}$	0,85 – 0,90	$t_{rec2}$	$t_{rec1} - 10,0$

**Tableau 7:** Paramètres de la figure 6 pour la tenue aux creux de tension d'une station de conversion HVDC.

## ANNEXE VI

**Plages de tension et durées visées à l'article 39, paragraphe 2, point a)**

Plage de fréquence	Durée de fonctionnement
47,0 Hz – 47,5 Hz	20 secondes
47,5 Hz – 49,0 Hz	90 minutes
49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée
51,0 Hz – 51,5 Hz	90 minutes
51,5 Hz – 52,0 Hz	15 minutes

**Tableau 8:** Durées minimales, dans le cas d'un réseau à tension nominale de 50 Hz, pendant lesquelles un parc non synchrone de générateurs est capable de fonctionner à différentes plages de fréquences s'écartant d'une valeur nominale, sans se déconnecter du réseau.

## ANNEXE VII

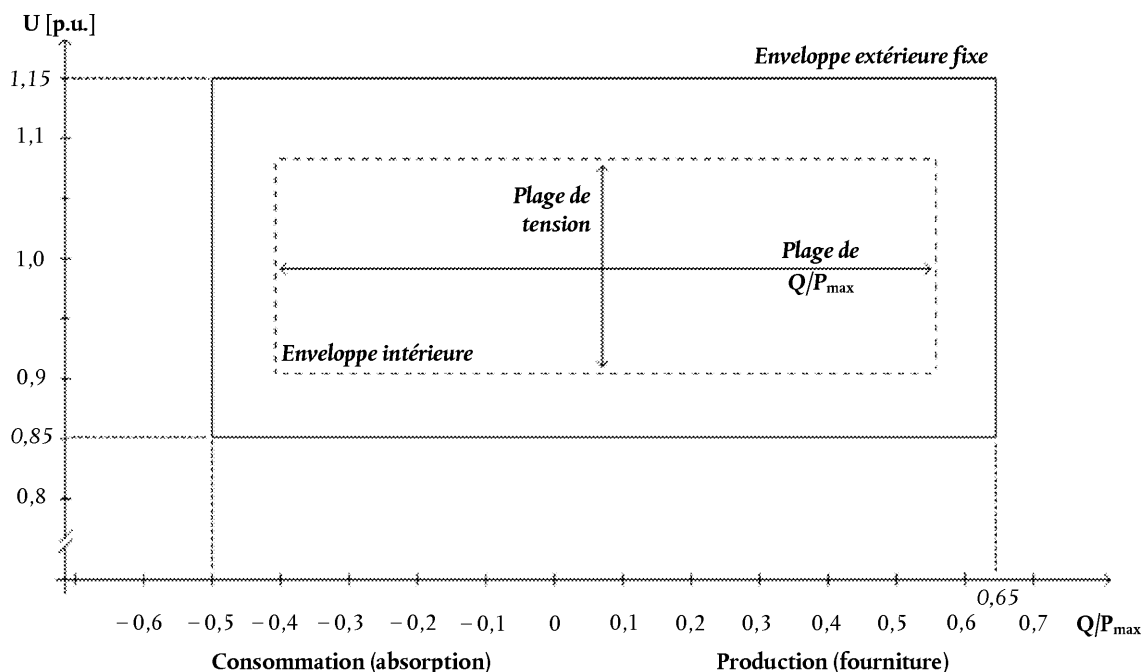
## Plages de tension et durées visées à l'article 40

Plage de tension	Durée de fonctionnement
0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
0,90 pu – 1,10 pu	Illimitée
1,10 pu – 1,118 pu	Illimitée, sauf indication contraire du gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.
1,118 pu – 1,15 pu	À spécifier par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.

**Tableau 9:** Durées minimales pendant lesquelles un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de fonctionner à différentes tensions s'écartant de la valeur de référence 1 pu sans se déconnecter du réseau, la base de tension pour les valeurs pu s'étalant de 110 kV à 300 kV (cette valeur non incluse).

Plage de tension	Durée de fonctionnement
0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
1,05 pu – 1,15 pu	À spécifier par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent. Différentes sous-plages pour la tenue en tension peuvent être spécifiées.

**Tableau 10:** Durées minimales pendant lesquelles un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de fonctionner à différentes tensions s'écartant de la valeur de référence 1 pu sans se déconnecter du réseau, la base de tension pour les valeurs pu s'étalant de 300 kV à 400 kV (ces deux valeurs incluses).



**Figure 7:** Diagramme  $U-Q/P_{\max}$  d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu au point de raccordement. Le graphique représente les limites d'un diagramme  $U-Q/P_{\max}$  où  $U$  est la tension au ou aux points de raccordement, exprimée par le rapport entre sa valeur réelle et la valeur de référence 1 pu, et  $Q/P_{\max}$  le rapport entre la puissance réactive ( $Q$ ) et la puissance active maximale ( $P_{\max}$ ). La position, la taille et la forme de l'enveloppe intérieure sont indicatives et une forme autre que rectangulaire peut être utilisée dans l'enveloppe intérieure. Pour les formes de diagrammes autres que rectangulaires, la plage de tension représente les points de tension le plus élevé et le plus bas. Un tel diagramme n'implique pas d'avoir toute la plage de puissance réactive pour toute la plage des tensions en régime permanent.

Plage de largeur du diagramme $Q/P_{\max}$	Plage du niveau de tension en régime permanent en pu
0 – 0,95	0,1 – 0,225

**Tableau 11:** Plages maximales et minimales de  $Q/P_{\max}$  et de la tension en régime permanent pour un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu



## ANNEXE VIII

**Exigences de puissance réactive et de tension visées à l'article 48**

Plage de tension	Durée de fonctionnement
0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
0,90 pu – 1,10 pu	Illimitée
1,10 pu – 1,12 pu	Illimitée, sauf indication contraire du gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.
1,12 pu – 1,15 pu	À spécifier par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent.

**Tableau 12:** Durées minimales pendant lesquelles une station de conversion HVDC à l'extrémité isolée est capable de fonctionner à différentes tensions s'écartant de la valeur de référence 1 pu sans se déconnecter du réseau, la base de tension pour les valeurs pu s'étalant de 110 kV à 300 kV (cette valeur non incluse).

Plage de tension	Durée de fonctionnement
0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
1,05 pu – 1,15 pu	À spécifier par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent. Différentes sous-plages pour la tenue en tension peuvent être spécifiées.

**Tableau 13:** Durées minimales pendant lesquelles une station de conversion HVDC à l'extrémité isolée est capable de fonctionner à différentes tensions s'écartant de la valeur de référence 1 pu sans se déconnecter du réseau, la base de tension pour les valeurs pu s'étalant de 300 kV à 400 kV (ces deux valeurs incluses).

Plage maximale de $Q/P_{\max}$	Plage maximale du niveau de tension en régime permanent en pu
0,95	0,225

**Tableau 14:** Plages maximales de  $Q/P_{\max}$  et de la tension en régime permanent pour une station de conversion HVDC à l'extrémité isolée.