



**Arrêté royal établissant un règlement technique
pour la gestion du réseau de transport de
l'électricité**

Signé le XXXXXX pour publication dans le Moniteur belge

ROYAUME DE BELGIQUE

**SERVICE PUBLIC FÉDÉRAL
ÉCONOMIE, P.M.E.,
CLASSES MOYENNES ET ÉNERGIE**

Arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité

PHILIPPE, ROI DES BELGES,

A tous présents et à venir, Salut.

Vu le 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 ;

Vu le 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 ;

Vu le 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 ;

Vu le règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité ;

Vu le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique ;

Vu le règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique ;

Vu le règlement (UE) n° 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE

Vu la Constitution, l'article 108 ;

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, les articles 8, 11, § 1^{er}, modifié par les lois des 21 juillet 2021 et 21 mai 2023 et 30, § 2, modifié par la loi du 8 janvier 2012 ;

Vu l'avis de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz du 18 janvier 2023 ;

Vu l'avis de l'Inspecteur des Finances, donné le 12 juillet 2023 ;

Vu les propositions et la concertation avec le gestionnaire du réseau de transport en date du 8 septembre 2021, 28 juin 2022, 19 juillet 2022, 26 juillet 2022, 17 janvier 2023, 22 mars

2023 et 1 juin 2023 ;

Vu la concertation avec les Régions ;

Vu l'avis 74.610/3 du Conseil d'Etat, donné le 9 novembre 2023 en application de l'article 84, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, 2^o, des lois sur le Conseil d'État, coordonnées le 12 janvier 1973 ;

Sur la proposition du Ministre de l'Economie, du Ministre de la Santé publique, de la Ministre de l'Intérieur et de la Ministre de l'Énergie, et de l'avis des Ministres qui en ont délibéré en Conseil,

Nous avons arrêté et arrêtons :

LIVRE 1er – GENERALITES

Titre 1^{er} – Définitions

Article 1^{er}. § 1^{er}. Les définitions contenues à l'article 2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, et dans les codes de réseau et lignes directrices européens tels que définis au paragraphe 2, 2^o, sont applicables au présent arrêté.

§ 2. Pour l'application du présent arrêté, on entend par :

1° CEI : Commission Electrotechnique Internationale ;

2° codes de réseau et lignes directrices européens: les règlements européens suivants :

a) 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, ci-après, « code de réseau européen RfG » ;

b) 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, ci-après, « code de réseau européen DCC » ;

c) 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, ci-après, « code de réseau européen HVDC » ;

d) Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, ci-après, « lignes directrices européennes SOGL » ;

e) Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique, ci-après, « code de réseau européen E&R » ;

3° CDS : le réseau fermé de distribution visé à l'article 2, alinéa 2, point 5, du code de réseau européen DCC ;

4° comptage : l'enregistrement par un compteur, par période de temps, de la quantité d'énergie active ou réactive injectée ou prélevée ;

5° compteur: un équipement de mesure qui permet de réaliser un comptage ;

6° loi Electricité du 29 avril 1999 : la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ;

7° gestionnaire du réseau de transport : le gestionnaire du réseau visé à l'article 2, 8°, de la loi Electricité du 29 avril 1999 ;

8° plan de reconstitution : le plan visé à l'article 3, alinéa 2, 5), du code de réseau européen E&R ;

9° plan de défense du réseau : le plan de défense visé à l'article 3, paragraphe 2, point 63, des lignes directrices européennes SOGL ;

10° état d'urgence : l'état du réseau visé à l'article 3, paragraphe 2, point 37, des lignes directrices européennes SOGL ;

11° black-out: l'état du réseau visé à l'article 3, paragraphe 2, point 22, des lignes directrices européennes SOGL ;

12° état de reconstitution : l'état du réseau visé à l'article 3, paragraphe 2, point 38, des lignes directrices européennes SOGL ;

13° état d'alerte : l'état du réseau visé à l'article 3, paragraphe 2, point 17, des lignes directrices européennes SOGL ;

14° cadre juridique pertinent : un contrat entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur de système concerné dans lequel les exigences prescrites par le présent arrêté pour l'installation ou le point de raccordement concerné sont indiquées et dans lequel les modalités d'application des exigences susmentionnées sont précisées ;

15° code de bonne conduite : le code de bonne conduite visé à l'article 11, § 2, de la loi Electricité du 29 avril 1999 ;

16° donnée de mesure : une donnée obtenue par comptage ou mesure au moyen d'un équipement de mesure ;

17° énergie active : l'intégrale de la puissance active sur une période de temps déterminée ;

18° énergie réactive : l'intégrale de la puissance réactive sur une période de temps déterminée ;

19° équipement de mesure : tout équipement pour effectuer des comptages et/ou des mesures tels que des compteurs, des appareils dont la fonction principale consiste à mesurer, des transformateurs de mesure ou des équipements de télécommunication y afférents ;

20° installation : tout raccordement sur le réseau de transport ou sur le réseau fermé industriel, chaque installation visée à l'article 35, respectivement d'un utilisateur de système, d'un utilisateur du réseau de transport, d'un gestionnaire de réseau public de

distribution ou d'un gestionnaire d'un réseau de transport local, ou ligne directe ;

21° installation de l'utilisateur de système : chaque équipement visé à l'article 35 d'un utilisateur de système qui est raccordé à un réseau par un raccordement ;

22° installation de l'utilisateur du réseau de transport : chaque équipement visé à l'article 35 d'un utilisateur du réseau de transport qui est raccordé au réseau de transport par un raccordement ;

23° installation de raccordement : chaque équipement qui est nécessaire afin de relier les installations d'un utilisateur du réseau de transport au réseau de transport ;

24° jeu de barres : l'ensemble triphasé de trois rails métalliques ou conducteurs qui composent les points de tensions identiques et communs à chaque phase et qui permettent la connexion des installations (instruments, lignes, câbles) entre elles ;

25° jour ouvrable : chaque jour de la semaine, à l'exception du samedi, du dimanche et des jours fériés légaux ;

26° mesure : l'enregistrement, à un instant donné, d'une valeur physique par un équipement de mesure ;

27° CREG : la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz ;

28° pertes actives: la consommation de puissance active par le réseau qui est causée par l'utilisation de ce réseau ;

29° point d'accès ou point d'accès au réseau de transport : un point caractérisé par un lieu physique et un niveau de tension pour lequel un accès au réseau de transport est attribué au détenteur d'accès en vue d'injecter ou de prélever de la puissance, à partir d'une unité de production d'électricité, d'une installation de consommation, d'une installation de stockage d'énergie, d'un réseau fermé industriel ou d'un réseau fermé de distribution raccordés au réseau de transport; le point d'accès est associé à un ou plusieurs points de raccordement de l'utilisateur du réseau de transport concernés situés au même niveau de tension et sur la même sous-station ;

30° point d'interconnexion : un point auquel le réseau de transport est interconnecté avec des réseaux de transport étrangers, les réseaux de transport local et les réseaux publics de distribution ;

31° point d'interface : la localisation physique et le niveau de tension du point où les installations d'un utilisateur du réseau de transport, sont connectées aux installations de raccordement. Ce point se situe sur le site de l'utilisateur du réseau de transport et en tout cas après la première travée de raccordement au départ du réseau, côté utilisateur du réseau de transport ;

32° point d'injection : un point d'accès à partir duquel de l'énergie est injectée au réseau de transport ;

33° ministre : le ministre fédéral qui a l'Énergie dans ses attributions ;

34° point de prélèvement : un point d'accès à partir duquel de l'énergie est prélevée du réseau de transport ;

35° unité de production d'électricité locale : une unité de production d'électricité dont le

point d'injection est identique au point de prélèvement d'une ou plusieurs installations de consommation visées à l'article 35, § 3, alinéa 1^{er}, 1^o, de l'utilisateur du réseau de transport ou, dans le cas d'un CDS, un utilisateur du CDS, et qui se situe sur le même site géographique que ces installations de consommation ;

36° puissance mise à disposition : la puissance apparente en injection et/ou en prélèvement qui est fixée par le gestionnaire du réseau de transport pour un point d'accès d'un utilisateur du réseau de transport et qui confère le droit à cet utilisateur du réseau de transport de prélever et/ou d'injecter de la puissance depuis et/ou vers le réseau de transport à concurrence de cette puissance mise à disposition ;

37° qualité : l'ensemble des caractéristiques de l'électricité pouvant exercer une influence sur les installations de raccordement, les installations d'un ou plusieurs utilisateurs du réseau de transport, le réseau public de distribution et/ou sur le réseau de transport local et comprenant, notamment, la continuité de la tension et les caractéristiques électriques de cette tension et de ce courant, tels la fréquence, l'amplitude, la forme d'onde et la symétrie ;

38° raccordement : chaque équipement qui est nécessaire pour raccorder une installation de l'utilisateur de système, du gestionnaire de réseau public de distribution et du gestionnaire du réseau de transport local à un réseau.

Le raccordement au réseau de transport de l'utilisateur du réseau de transport est composé des installations de raccordement entre le point de raccordement et le point d'interface, qui comprennent au moins la première travée de raccordement depuis le réseau de transport.

Le raccordement des réseaux publics de distribution ou des réseaux de transport local au réseau de transport consiste en un point d'interconnexion qui se situe au secondaire du transformateur qui appartient au réseau de transport, qui transforme la tension de l'électricité vers la tension des réseaux publics de distribution ou des réseaux de transport local.

Le raccordement de l'utilisateur d'un réseau fermé industriel est défini dans les modalités de raccordement conclues par le gestionnaire dudit réseau fermé industriel avec cet utilisateur du réseau industriel fermé ;

39° registre des équipements de mesure : le registre tenu par le gestionnaire du réseau de transport conformément au présent arrêté ;

40° Règlement 2019/941 : Règlement (UE) n° 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE ;

41° Règlement 543/2013 : 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 ;

42° réseau de transport local : le réseau de transport régional, tel que visé dans l'ordonnance de la Région de Bruxelles-Capitale du 19 juillet 2001 sur l'organisation du marché de l'électricité dans la Région de Bruxelles-Capitale, le réseau de transport local d'électricité, tel que visé dans le décret de la Région flamande du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie, le réseau de transport local, tel que visé dans le décret de la Région wallonne du 12 avril 2001 relatif à l'organisation

du marché régional de l'électricité ;

43° réseau fermé de distribution : le réseau fermé de distribution visé à l'article 2, alinéa 2, point 5, du code de réseau européen DCC, en ce qu'il couvre le réseau fermé de distribution visé dans le décret flamand du 8 mai 2009 sur l'énergie, le réseau fermé professionnel visé dans le décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et le réseau privé visé dans l'ordonnance de la Région de Bruxelles-Capitale du 19 juillet 2001 sur l'organisation du marché de l'électricité dans la Région de Bruxelles-Capitale ;

44° réseau fermé industriel : le réseau fermé de distribution visé à l'article 2, alinéa 2, point 5, du code de réseau européen DCC, en ce qu'il couvre le réseau fermé industriel visé dans la loi Electricité du 29 avril 1999; pour les besoins de cet arrêté et sauf dispositions contraires, le réseau de traction ferroviaire est assimilé au réseau fermé industriel, tel que défini dans cet arrêté ;

45° réseau public de distribution : l'ensemble de conduites électriques mutuellement reliées ayant une tension nominale égale ou inférieure à 70 kilovolts et les installations y afférentes, nécessaires pour la distribution d'électricité à des clients, qui n'est pas un CDS ou une ligne directe à l'exception du réseau de transport local ;

46° RGIE : l'arrêté royal du 8 septembre 2019 établissant le Livre 1 sur les installations électriques à basse tension et à très basse tension, le Livre 2 sur les installations électriques à haute tension et le Livre 3 sur les installations pour le transport et la distribution de l'énergie électrique, modifié par les arrêtés royaux du 10 juillet 2022 et 5 mars 2023;

47° RGPT : Règlement Général pour la Protection des Travailleurs, tenant compte de son intégration dans le Code du bien-être au travail ;

48° service de reconstitution : tout service défini par le gestionnaire du réseau de transport conformément aux dispositions des codes de réseau européens RfG et E&R en la matière qui contribue à une ou plusieurs mesures du plan de reconstitution ;

49° service de black-start : le service fourni par des moyens de production d'électricité disposant d'une capacité de démarrage autonome visée à l'article 2, alinéa 2, point 45, du code de réseau européen RfG, qui constitue un des possibles services de reconstitution ;

50° système électrique : l'ensemble des équipements comprenant les réseaux interconnectés, les raccordements et les installations des utilisateurs de système raccordés à ces réseaux appartenant à la zone de réglage du gestionnaire du réseau de transport compétent ;

51° travée de raccordement : ensemble de composants d'une installation de raccordement destiné à assurer essentiellement les fonctions de :

- a) mise sous tension d'installations de l'utilisateur du réseau de transport au départ du réseau de transport ;
- b) déclenchement et/ou enclenchement de ces installations ;
- c) sectionnement physique de ces installations du réseau de transport ;

52° utilisateur de système : toute personne physique ou morale qui injecte de l'électricité à ou prélève de l'électricité du réseau de transport, d'un réseau de transport local ou un

réseau public de distribution, en qualité de propriétaire, selon le cas, d'une installation de production d'électricité, d'une installation de consommation, d'une installation de stockage d'énergie, d'un CDS ou d'un système HVDC, étant entendu qu'est considérée comme propriétaire, pour les seuls besoins du présent arrêté et des codes de réseau et lignes directrices européens, la personne qui dispose du droit de propriété ou, si un tiers avec lequel cette personne est en relation contractuelle dispose du droit de propriété, du droit d'utilisation de cette installation, de ce réseau ou de ce système ;

53° utilisateur du/d'un CDS : personne physique ou morale qui injecte de l'électricité dans ou prélève de l'électricité du/d'un CDS ;

54° utilisateur du réseau de transport : un utilisateur de système, dont l'unité de production d'électricité, l'installation de consommation, l'installation de stockage d'énergie, le réseau fermé industriel, le réseau fermé de distribution ou le système HVDC est raccordé au réseau de transport ;

55° zone de réglage : la zone de contrôle visée à l'article 2, premier alinéa, point 6, du Règlement 543/2013 ;

56° FCR : les réserves de stabilisation de la fréquence visées à l'article 3, paragraphe 2, point 6, des lignes directrices européennes SOGL ;

57° FRR les réserves de restauration de la fréquence visées à l'article 3, paragraphe 2, point 7, des lignes directrices européennes SOGL ;

58° consigne : la consigne visée à l'article 2, alinéa 2, point 25, du code de réseau européen RfG ;

59° unité de production d'électricité : une unité de production d'électricité synchrone ou un parc non synchrone de générateurs, visé l'article 2, alinéa 2, point 5, du code de réseau européen RfG ;

60° modernisation substantielle : la modernisation d'une installation ou le remplacement d'un équipement d'une étendue telle que le contrat de raccordement existant doit être révisée, ou qu'un nouveau contrat de raccordement est requise, conformément à l'article 4 du code de réseau européen RfG, à l'article 4 du code de réseau européen DCC et à l'article 4 du code de réseau européen HVDC ;

61° installation de stockage d'énergie non-synchrone : une installation de stockage d'énergie, tel que définie dans la loi Electricité du 29 avril 1999, à l'exclusion d'une unité ou d'un ensemble d'unités produisant de l'électricité, et à condition que cette installation de stockage d'énergie soit connectée au réseau soit de manière non-synchrone, soit par une interface électronique de puissance, et qui est reliée par un seul point de raccordement à un réseau de transport, y compris un réseau industriel fermé, ou à un système HVDC.

Titre 2 – Champ d'application

Art. 2. Le présent arrêté ne s'applique pas :

1° aux utilisateurs de système raccordés à un réseau public de distribution ou au réseau de transport local, sauf en ce qui concerne les cas visés à l'article 4, § 5, alinéa 2 et aux utilisateurs de système raccordés à un CDS, sauf en ce qui concerne les cas visés à

l'article 4, § 6 ;

2° aux véhicules électriques ;

3° aux unités de production d'électricité qui ont été installées en vue de fournir une alimentation de secours, fonctionnent en parallèle avec le réseau de transport pendant moins de cinq minutes par mois alors que le réseau est à l'état normal et ne fournissent aucun service auxiliaire ;

4° aux installations de stockage d'énergie non-synchrone qui servent uniquement à l'alimentation de secours des utilisateurs du réseau de transport, à savoir celles qui ne fournissent aucun service auxiliaire et qui fonctionnent, en mode de décharge, en parallèle avec le réseau de transport moins de cinq minutes par mois alors que le réseau de transport est à l'état normal ;

Le fonctionnement en parallèle du réseau de transport des unités de production d'électricité et des installations de stockage, visées aux 3° et 4°, pendant des opérations de maintenance ou des essais de mise en service n'est pas compté dans le calcul des cinq minutes.

Titre 3 – Tâches, missions et obligations générales du gestionnaire de réseau de transport

Art. 3. Le gestionnaire du réseau de transport accomplit les tâches qui lui sont confiées par le présent arrêté dans le cadre de ses missions légales, telles que fixées par la loi Electricité du 29 avril 1999.

Art. 4. § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau de transport, en concertation avec les utilisateurs du réseau de transport, surveille la qualité et la fiabilité de l'approvisionnement à l'aide de moyens et de mesures appropriés et conformément aux dispositions du présent arrêté et/ou de la législation applicable. Cela permet de déterminer au moins les indices de qualité suivants :

1° la fréquence des interruptions ;

2° la durée moyenne des interruptions ;

3° la durée annuelle des coupures.

§ 2. Le gestionnaire du réseau de transport établit au moins une fois par an un rapport et le publie sur son website.

Ce rapport concerne :

1° la qualité et la fiabilité de l'approvisionnement dans le réseau de transport et dans la zone de réglage ;

2° l'évaluation des résultats des tests périodiques visés à l'article 33.

§ 3. Le gestionnaire du réseau de transport prend les mesures qui s'imposent conformément à l'article 20 des lignes directrices européennes SOGL et visées à l'article 21, lorsque le réseau de transport est en état d'alerte, état d'urgence, état de panne généralisée ou en état de reconstitution ou risque de se trouver dans un des états susmentionnés.

§ 4. Le gestionnaire du réseau de transport tient le registre des équipements de mesure.

Si le registre des équipements de mesure est tenu sur un support informatique, le gestionnaire du réseau de transport prend les dispositions nécessaires pour conserver en sécurité au moins une copie non altérée sur un support identique et ce dans le respect des dispositions applicables en matière de protection des données à caractère personnel.

Le gestionnaire du réseau de transport assure la publication du registre des équipements de mesure .

§ 5. Sans préjudice de l'article 140, le gestionnaire du réseau de transport ne prend d'aucune manière part à la gestion opérationnelle du réseau public de distribution, et ne supporte aucune responsabilité à cet égard.

Le gestionnaire du réseau de transport n'a aucune relation contractuelle et/ou opérationnelle avec les utilisateurs de système raccordés aux réseaux publics de distribution sauf en ce qui concerne les relations qu'il aurait avec l'utilisateur de système raccordé au réseau public de distribution dans les cas mentionnés ci-après, et après concertation avec les gestionnaires du réseau public de distribution, le cas échéant conformément au code de bonne conduite :

1° lorsqu'ils lui fournissent des services auxiliaires, des services de gestion de la demande, des services de coordination et de gestion des congestions, ou lorsqu'ils mettent à disposition un volume de capacités de production et/ou de gestion de la demande dans le cadre de la réserve stratégique ou lorsqu'ils agissent en tant que fournisseur de capacité dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité conformément à la loi de l'Electricité du 29 avril 1999; et/ou

2° en application de certaines obligations opérationnelles ou d'obligations en lien avec les informations qui découlent des codes de réseau et lignes directrices européens ; et/ou

3° toute autre relation contractuelle avec ces utilisateurs de système raccordés au réseau public de distribution moyennant et après accord des gestionnaires de réseau public de distribution.

§ 6. Le gestionnaire du réseau de transport n'a aucune relation contractuelle et/ou opérationnelle avec les utilisateurs du CDS sauf, le cas échéant :

1° lorsqu'ils lui fournissent des services auxiliaires des services d'équilibrage, des services de gestion de la demande, des services de coordination et de gestion des congestions, des services concernant la participation au mécanisme de rémunération de capacité ou des services concernant la participation à la réserve stratégique conformément à la loi Electricité du 29 avril 1999; et/ou,

2° en application de certaines obligations opérationnelles ou d'obligations en lien avec les informations qui découlent des codes de réseau et lignes directrices européens ; et/ou

3° conformément à d'autres accords contractuels avec le gestionnaire du CDS ;

4° ou conformément à d'autres accords découlant de la législation applicable.

Art. 5. Le gestionnaire du réseau de transport organise une plateforme de concertation en vue d'un dialogue permanent avec les différentes catégories d'utilisateurs de système et acteurs de marché actifs sur le marché belge de l'électricité, ou leurs représentants, à propos des problèmes spécifiques liés à la mise en œuvre du présent arrêté.

Pour ce faire, il veille notamment à mettre en place des groupes de travail spécifiques, à y inviter les utilisateurs de système et acteurs de marché concernés, ou leurs représentants,

et à communiquer au ministre les observations ou recommandations formelles qui en émanent.

Ces recommandations sont publiées sur le site web du gestionnaire du réseau de transport, ainsi que l'ensemble des travaux de la plateforme de dialogue.

Ces recommandations ne peuvent en aucun cas modifier ou remplacer une ou plusieurs des dispositions du présent arrêté.

La plateforme de dialogue fixe son agenda de travail et les règles de fonctionnement de ses groupes de travail et de son assemblée plénière, qui sont publiés sur le site web du gestionnaire du réseau de transport.

Titre 4 – Compétences du ministre

Art. 6. Le ministre désigne un représentant de la Direction générale de l'Énergie pour participer aux groupes de travail visés à l'article 5, alinéa 2. La CREG est invitée par le gestionnaire du réseau de transport en tant qu'observatrice aux réunions de ces groupes de travail. Le ministre peut demander au gestionnaire du réseau de transport, en concertation avec celui-ci et/ou la CREG, de porter un ou plusieurs points à l'attention de la plateforme de dialogue.

Le ministre approuve le plan de défense, le plan de reconstitution et le plan d'essais, conformément aux articles 29 à 32, et exerce les autres compétences qui y sont énumérées.

Le ministre, sur proposition du gestionnaire du réseau de transport et après consultation des utilisateurs du réseau de transport, conformément à ce qui est prévu à l'article 5, complète la liste des exigences techniques générales minimales et les paramètres de réglage visés à l'article 46, § 1^{er}.

Le ministre est désigné comme l'autorité compétente en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement en électricité conformément à l'article 3 du Règlement (EU) n° 2019/941 et l'article 11, § 1^{er}, alinéa 4, de la loi Electricité du 29 avril 1999. Afin de prévenir, d'atténuer et de remédier à une crise électrique nationale, le ministre met en œuvre les tâches assignées à l'autorité compétente dans le règlement (UE) n° 2019/941. Le ministre peut déléguer à la Direction générale de l'Énergie des tâches opérationnelles relatives au plan de préparation aux risques et à la gestion des risques, comme le prévoit le Règlement (EU) 2019/941.

Titre 5 – Intervention de la CREG

Art. 7. Les exigences et modalités d'application visées aux livres 3 jusqu'à 9 du présent arrêté sont indiquées ou précisées pour chaque installation ou point de raccordement dans le cadre juridique pertinent, compte tenu des règles applicables fixées dans le code de bonne conduite.

La CREG contrôle la conformité des dispositions pertinentes, contenues dans le cadre juridique visé à l'alinéa 1^{er}, avec les dispositions du présent arrêté et du code de bonne conduite, conformément à la procédure le cas échéant qui y est prévue et aux codes de réseau et lignes directrices européens.

Dans le cadre de l'évaluation par la CREG des demandes de dérogation visées à l'article 60 du code de réseau européen RfG, à l'article 50 du code de réseau européen DCC et à l'article 80 du code de réseau européen HVDC, la CREG transmet une copie de chaque demande de dérogation à la Direction générale de l'Énergie dans les cinq jours ouvrables de la réception de celle-ci. La CREG lui transmet également une copie des éventuelles informations complémentaires qu'elle aurait demandées et reçues dans les cinq jours ouvrables de la réception de celles-ci. La Direction générale de l'Énergie peut transmettre à la CREG un avis dans les trois mois de la réception de la copie de la demande de dérogation. Si les informations complémentaires sont reçues par la Direction générale de l'Énergie avant l'expiration du délai de trois mois, le délai pour donner un avis à la CREG est prolongé d'un mois. Si les informations complémentaires sont reçues par la Direction générale de l'Énergie après l'expiration de son délai de trois mois, elle dispose d'un nouveau délai d'un mois à compter de la réception de celles-ci pour compléter son avis.

La CREG est invitée à donner son avis et reçoit les notifications prévues par et conformément aux dispositions du présent arrêté et des codes de réseau et des lignes directrices européens.

Titre 6 – Intervention de la Direction générale de l'Énergie

Art. 8. § 1^{er}. La Direction générale de l'Énergie reçoit du gestionnaire du réseau de transport ou de la CREG les formulaires, rapports, communications, notifications et informations conformément aux dispositions du présent arrêté et des codes de réseau et des lignes directrices européens.

§ 2. Lorsque le gestionnaire du réseau de transport effectue une notification à la CREG conformément au code de bonne conduite, la CREG transmet une copie pour avis à la Direction générale de l'Énergie des critères soumis, conformément au code de bonne conduite, à l'approbation de la CREG et sur la base desquels le gestionnaire du réseau de transport détermine les pertes actives en réseau de transport à compenser. La Direction générale de l'Énergie transmet son avis dans le mois à la CREG et au gestionnaire du réseau de transport.

En l'absence d'avis dans le délai imparti, la Direction générale de l'Énergie est réputée avoir donné un avis favorable.

La CREG transmet pour information à la Direction générale Énergie une copie du rapport annuel établi par le gestionnaire du réseau de transport conformément au code de bonne conduite concernant les pertes actives en réseau de transport.

§ 3. La Direction générale de l'Énergie fournit également d'office ou à la demande de la CREG ou du gestionnaire du réseau de transport, les avis conformément aux dispositions du présent arrêté et des codes de réseau et des lignes directrices européens.

Titre 7 – Formalités, notifications, confidentialité et transparence, communications et délais

Art. 9. § 1. Sauf dispositions contraires dans le présent arrêté, chaque notification, dépôt ou communication visé au présent arrêté est effectué par écrit à la dernière adresse notifiée à cette fin par le destinataire. Dans l'hypothèse où une personne de contact a été désignée, les dépôts, communications ou notifications susmentionnés se font à l'attention

de cette personne.

En cas de changement d'adresse ou de personne de contact, le destinataire dont l'adresse ou la personne de contact a changé notifie ce changement d'adresse et/ou de personne de contact à ses correspondants dans les plus brefs délais et veillent à faire modifier cette adresse ou la personne de contact dans les documents reprenant l'ancienne adresse ou personne de contact.

§ 2. Sauf dispositions contraires dans le présent arrêté, tout dépôt, communication ou notification relatifs à des informations portant sur des échanges d'électricité et la conduite du réseau de transport dans le cadre du présent arrêté s'effectue par le recours à des moyens électroniques d'échanges de données déterminés par le gestionnaire du réseau de transport.

Tout dépôt, communication ou notification à la CREG dans le cadre d'une compétence d'approbation de cette dernière, conformément à la législation applicable, à l'exception du code de bonne conduite ou le présent arrêté, a lieu par envoi recommandé avec accusé de réception ou par dépôt en main propre avec accusé de réception, adressé au comité de direction ou d'une autre manière convenue expressément par écrit avec la CREG. Une copie est adressée de la même manière à la Direction générale de l'Énergie lorsque celle-ci dispose d'une compétence d'avis conformément à la législation applicable et/ou le présent arrêté.

§ 3. La date de notification est déterminée conformément à l'article 1.5 du Code civil.

Sauf dispositions contraires dans la législation applicable ou le présent arrêté, les délais mentionnés au présent arrêté se comptent de minuit à minuit. Ils commencent à courir le premier jour ouvrable qui suit le jour de l'acte ou de l'événement qui y donne cours. Le jour de l'échéance est compris dans le délai. Toutefois, si ce jour tombe un samedi, un dimanche ou un jour férié, le jour de l'échéance est reporté au jour ouvrable suivant.

A défaut d'un délai légal, le gestionnaire du réseau de transport, ainsi que toutes autres personnes visées par une obligation de communiquer des informations ou données dans le présent arrêté ou la législation applicable, à l'exception du code de bonne conduite, s'efforcent de communiquer celles-ci dans les meilleurs délais, et ce dans le respect de leurs obligations en matière de confidentialité.

Art. 10. § 1^{er}. Lorsque le gestionnaire du réseau de transport est responsable de la publicité, y compris la publication de certaines informations et/ou données, il assure cette publicité dans le respect des conditions, modalités et formalités prévues par le présent arrêté ou la législation applicable.

§ 2. Sans préjudice des dispositions du présent arrêté relatives à la non-divulgence d'informations et de données confidentielles ou commercialement sensibles dont il a connaissance en vertu du présent arrêté et/ou de la législation applicable et sans préjudice des tâches et des compétences régulatrices conférées à la CREG par la loi Electricité du 29 avril 1999 ou par les codes de réseau et les lignes directrices européens, le gestionnaire du réseau de transport fait les annonces relatives aux sujets prévus par le présent arrêté conformément à l'article 11, § 1^{er}, alinéa 2, 7^o, de la loi Electricité du 29 avril 1999, sur un serveur accessible par Internet ou tout autre support spécifié dans le présent arrêté et/ou la législation applicable.

§ 3. Le gestionnaire du réseau de transport, ainsi que toutes autres personnes visées par une obligation de communiquer des informations et/ou données dans le présent arrêté et/ou la législation applicable veillent à prendre les mesures nécessaires pour assurer et

promouvoir une disponibilité et une fiabilité appropriée de celles-ci, notamment le cas échéant en les mettant à jour.

§ 4. A défaut de règles, exigences, modalités et principes qui concernent la communication et/ou l'échange des informations et/ou données visées par le présent arrêté et/ou la législation applicable, définies dans ou en vertu de la législation applicable et/ou le présent arrêté, le gestionnaire du réseau de transport établit ces règles, exigences, modalités et principes. Le gestionnaire du réseau de transport se concertera à ce sujet de manière régulière avec les parties concernées dans le cadre de la concertation organisée conformément à l'article 5.

Le gestionnaire du réseau de transport prend les mesures techniques, ICT, physiques et organisationnelles nécessaires, le cas échéant en application de la législation applicable, pour assurer la sécurité des réseaux et systèmes d'information dont il fait usage dans le cadre de ses activités visées au présent arrêté pour notamment prévenir et gérer les risques et/ou incidents qui menacent de tels réseaux et systèmes.

LIVRE 2 – PRESCRIPTIONS CONCERNANT LES SERVICES AUXILIAIRES A METTRE EN PLACE PAR LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE TRANSPORT

Titre 1^{er} – Liste des services auxiliaires

Art. 11. Le gestionnaire du réseau de transport met en place les services auxiliaires suivants :

1° les services d'équilibrage :

- a) FCR ;
- b) FRR ;

2° le réglage de la tension et de la puissance réactive tel que défini dans l'article 3, paragraphe 2, point 21, des lignes directrices européennes SOGL;

3° le service de black-start ;

4° tout autre éventuel service auxiliaire appartenant ou non à l'une des catégories des 1° à 3°, comme les services de défense, pouvant être développé par le gestionnaire du réseau de transport conformément aux dispositions pertinentes des codes de réseau et lignes directrices européens, du présent arrêté et/ou du code de bonne conduite, soit dans le cadre d'une harmonisation des services auxiliaires au niveau européen ou national, soit dans le cadre d'un besoin constaté par le gestionnaire du réseau de transport en vue de garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

Titre 2 – Plan de reconstitution

Art. 12. Sans préjudice du plan de reconstitution visé à l'article 23 du code de réseau européen E&R, le gestionnaire du réseau de transport détermine les différents moyens destinés à fournir un service de reconstitution du réseau après un effondrement de celui-ci.

Art. 13. Sans préjudice de l'article 32, § 1^{er}, alinéa 6, l'éventuelle coordination nécessaire

avec le gestionnaire du réseau de distribution concerné ou le gestionnaire du CDS, conformément à l'article 25, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen E&R, est décrite dans le plan de reconstitution.

Art. 14. Sans préjudice de l'article 23 du code de réseau européen E&R, le plan de reconstitution comprend la méthodologie permettant de déterminer la nécessité des services de reconstitution, le choix des types de services de reconstitution nécessaires et le volume de chaque service de reconstitution nécessaire. Le potentiel des sources d'énergie insulaires et le potentiel des sources d'énergie pour l'alimentation électrique de secours doivent être pris en compte.

Titre 3 – Plan de défense du réseau

Art. 15. Sans préjudice du plan de défense du réseau visé à l'article 11 du code de réseau européen E&R, le gestionnaire du réseau de transport détermine la nécessité et, le cas échéant, les différents moyens destinés à fournir un service de défense du réseau.

Art. 16. La coordination éventuelle nécessaire avec le gestionnaire de réseau de distribution ou le gestionnaire du CDS concerné, conformément à l'article 13, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen E&R, est quant à elle décrite dans le plan de défense du réseau.

Art. 17. Sans préjudice de l'article 11 du code de réseau européen E&R, le plan de protection de défense du réseau comprend la méthodologie permettant de déterminer le besoin de services de protection, le choix des types de services de protection nécessaires et le volume de chaque service de protection nécessaire.

LIVRE 3 – PRESCRIPTIONS ET MESURES CONCERNANT LA SECURITE ET L'ACCES AUX INSTALLATION

Titre 1^{er} – Prescriptions concernant la sécurité des personnes

Art. 18. Les dispositions légales et réglementaires belges en matière de sécurité des personnes et des biens, et en particulier le RGPT et le RGIE, le Code pour le bien-être au travail ainsi que les normes NBN EN 50110-1 et NBN EN 50110-2 et les normes et standards européens et/ou harmonisés directement applicables en ces matières et leurs éventuels amendements ultérieurs sont d'application par toute personne intervenant sur le réseau de transport, sur les infrastructures y afférentes, et/ou les installations, dont le gestionnaire du réseau de transport, l'utilisateur du réseau de transport et leur personnel respectif, y compris leurs entrepreneurs, sous-traitants et fournisseurs.

Titre 2 – Accès à l'infrastructure du réseau de transport et aux installations de raccordement gérées par le gestionnaire du réseau de transport

Art. 19. Sauf si le présent arrêté et/ou la législation applicable en dispose(nt) autrement, l'accès à tout bien meuble ou immeuble géré par le gestionnaire du réseau de transport se fait, en tout temps, conformément aux procédures d'accès et de sécurité du gestionnaire

du réseau de transport et moyennant l'accord explicite préalable de celui-ci.

Lorsque l'infrastructure du réseau de transport et les installations de raccordement gérées par le gestionnaire du réseau de transport se trouvent sur le site de l'utilisateur de réseau de transport, le gestionnaire du réseau de transport, ses entrepreneurs, ses sous-traitants et fournisseurs appliquent également les procédures d'accès et de sécurité de l'utilisateur du réseau de transport pour l'accès à ce site dans la mesure où ces procédures d'accès ne portent pas préjudice à l'exécution du présent arrêté.

Titre 3 – Accès aux installations de l'utilisateur du réseau de transport et de l'utilisateur de système

Art. 20. § 1^{er}. Sous réserve d'autres règles et/ou modalités prévues par les codes de réseau et lignes directrices européens, le gestionnaire du réseau de transport a accès, en sa qualité de gestionnaire de réseau compétent et le cas échéant en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent, sans risques ou contraintes exagérés dans un délai raisonnable, aux installations de l'utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, de tout autre utilisateur de système, pour y effectuer ou faire effectuer, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire de réseau compétent des inspections et des essais ou pour y organiser des essais et/ou pour y effectuer, faire effectuer ou organiser d'autres mesures et/ou formalités visant à en contrôler la conformité au présent arrêté et/ou à la législation applicable.

Cet accès se fera en présence d'un représentant de l'utilisateur du réseau de transport ou de l'utilisateur de système concerné. L'utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, l'utilisateur de système ne peuvent pas refuser l'accès au gestionnaire du réseau de transport sur la base d'engagements contractuels avec des tiers relatifs aux installations.

Par ailleurs, le gestionnaire du réseau de transport, l'utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, l'utilisateur de système concerné, se tiennent à disposition l'un de l'autre afin de s'informer des risques liés à leur présence ou à celle de leur représentant en cas des essais, mesures et/ou formalités sont exécutés.

§ 2. Dans les circonstances visées au paragraphe 1^{er}, et sauf indications contraires dans le présent arrêté et/ou dans la législation applicable, le gestionnaire du réseau de transport respecte les prescrits relatifs à la sécurité des personnes et des biens qui sont appliqués par l'utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, de tout autre utilisateur de système. A cette fin et préalablement à l'exécution de ces inspections, essais ou autres formalités et/ou mesures, l'utilisateur du réseau de transport et/ou, le cas échéant, l'utilisateur de système par lequel un accès est garanti au gestionnaire du réseau de transport est tenu d'informer ce dernier par écrit des prescrits, y compris des procédures, applicables et de lui en donner copie.

L'utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, l'utilisateur de système ne peut imposer d'exigences plus strictes en matière de sécurité au gestionnaire du réseau de transport qu'à son propre personnel, sauf si le défaut de suivi de ces exigences constitue un danger imminent pour la sécurité et la santé du personnel du gestionnaire du réseau de transport et/ou le personnel de ses entrepreneurs, sous-traitants ou fournisseurs.

Lorsqu'un utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, un utilisateur de système estime que le personnel du gestionnaire du réseau de transport ou de ses entrepreneurs, sous-traitants ou fournisseurs doit utiliser, lors de l'exercice de ses missions, des moyens

de protection personnels qui trouvent leur unique raison dans les activités de l'utilisateur du réseau de transport ou de l'utilisateur de système, ce dernier met de façon aisée à disposition du personnel intervenant du gestionnaire du réseau de transport ou de ses entrepreneurs, sous-traitants ou fournisseurs et prévoit les instructions nécessaires en vue de leur utilisation correcte. Cette mise à disposition ne peut donner lieu à une intervention financière gestionnaire du réseau de transport, ou de ses entrepreneurs, sous-traitants ou fournisseurs envers l'utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, l'utilisateur de système.

§ 3. A défaut de l'information visée au paragraphe 2, alinéa 1^{er}, le gestionnaire du réseau de transport applique, lorsqu'il effectue des inspections, essais ou autres formalités et/ou mesures sur les installations d'un utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, d'un utilisateur de système par lequel un accès lui est garanti, ses propres règles en matière de sécurité des personnes et des biens.

§ 4. Lorsque la sécurité ou la fiabilité technique du réseau de transport l'impose, le gestionnaire du réseau de transport est en droit de mettre l'utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, l'utilisateur de système par lequel un accès lui est garanti en vertu de cet arrêté et/ou de la législation applicable, en demeure d'effectuer, dans le délai fixé par la notification écrite de mise en demeure, les travaux nécessaires tels que précisés dans la mise en demeure. En cas de non-exécution de ces travaux dans le délai fixé par la mise en demeure, le gestionnaire du réseau de transport est, après une ultime mise en demeure avec copie à la CREG, en droit d'effectuer les travaux nécessaires décrits dans la mise en demeure pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau. Les frais des travaux sont à charge de l'utilisateur du réseau de transport sauf s'il démontre qu'ils sont dus à des manquements du gestionnaire du réseau de transport ou, le cas échéant, d'un autre utilisateur du système. Dans ce cas, les dispositions visées aux paragraphes 2 et 3 sont applicables en matière de sécurité des personnes et des biens.

Titre 4 – Actions du gestionnaire du réseau de transport en cas de danger pour les personnes ou de dommages matériels ou lorsque son réseau se trouve en état d'alerte, en état d'urgence, en état de black-out ou en état de reconstitution

Art. 21. Sans préjudice de l'état dans lequel le réseau de transport est classé conformément à l'article 18 des lignes directrices européennes SOGL et, le cas échéant, l'activation d'actions correctives visées à l'article 20 des lignes directrices européennes SOGL, d'actions du plan de défense du réseau ou d'actions du plan de reconstitution ou d'actions du plan de préparation aux risques, le gestionnaire du réseau de transport prend toutes les actions qu'il juge appropriée afin d'empêcher ou remédier à un danger pour l'intégrité physique de personnes ou des dommages matériels résultant d'une situation dont il a connaissance, ou qui est portée à sa connaissance par un autre gestionnaire de réseau, un utilisateur de système, tout autre acteur de marché concerné ou un tiers concerné.

Lorsque le gestionnaire du réseau de transport procède à l'activation d'action correctives en état d'alerte, du plan de défense du réseau ou de reconstitution, il notifie les actions qu'il prend à la CREG dans les meilleurs délais et établit un rapport contenant une explication détaillée des motifs, de la mise en œuvre et de l'effet de ces actions. Ce rapport est transmis dans les trente jours à la CREG, au ministre et à la Direction générale de l'Énergie pour information ainsi que, le cas échéant, aux différentes parties prenantes tel que prévu et sans préjudice des dispositions prévues aux articles 14, 18, 20 et 22 du code de réseau européen E&R. La CREG transmet au ministre et au gestionnaire du réseau de transport un rapport d'évaluation, comprenant d'éventuelles recommandations

pour améliorer le plan de défense du réseau ou le plan de reconstitution sur les actions prises par le gestionnaire du réseau de transport en application du présent article.

LIVRE 4 – PREPARATION DE SCHEMAS ELECTRIQUES

Art. 22. Sans préjudice des exigences applicables du RGIE, les schémas électriques à établir satisfont aux exigences d'exploitation suivantes.

Les schémas électriques sont de type unifilaire suivant un format A4 ou A3.

Tous les équipements et installations à haute tension sont indiqués sur les schémas électriques en adoptant la symbolique IEC série 617 ou par toute autre symbolique que notifie le gestionnaire du réseau de transport.

Un schéma reprend la situation normale d'exploitation du site. Le schéma d'exploitation normale indique la position des engins de coupure.

Art. 23. § 1^{er}. Les équipements suivants doivent être repris sur le schéma d'exploitation normale :

1 ° les jeux de barres ;

2° les disjoncteurs ;

3° les sectionneurs barres, lignes, câbles, de mise à la terre ;

4° les organes de coupure en charge ;

5° les générateurs ;

6° les transformateurs de puissance, y compris leur mode de raccordement éventuel à la terre, et le raccordement des enroulements auxiliaires ;

7° les batteries de condensateurs ;

8° les bobines d'induction ;

9° les compensateurs statiques (SVC) ;

10° les transformateurs de courant (TI) ;

11° les transformateurs de potentiel (TP) ; et

12° les limiteurs de surtension.

§ 2. Dans la mesure du possible, il est tenu compte de la situation géographique des engins dans l'établissement des schémas unifilaires. Cependant leur disposition réelle dans les travées doit être respectée.

§ 3. La cartouche comprend notamment une place réservée au numéro du schéma, à l'indice de révision et à la date.

LIVRE 5 – EXIGENCES RELATIVES A LA GESTION ET L'EXPLOITATION DU RESEAU DE TRANSPORT

Titre 1^{er} – Dispositions générales

Art. 24. Les interventions et manœuvres de l'utilisateur du réseau de transport qui influencent la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau ne peuvent être effectuées sans l'accord préalable du gestionnaire du réseau de transport.

Au cas où le gestionnaire du réseau de transport refuse de marquer son accord, il notifie son refus motivé à l'utilisateur du réseau de transport.

Art. 25. Un échange de données sur la position des engins et les mesures de la puissance active et réactive a lieu en temps réel et en permanence entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport selon les modalités définies dans le cadre juridique pertinent.

Art. 26. L'utilisateur du réseau de transport communique sans délai au gestionnaire du réseau de transport toute information concernant le fonctionnement anormal de ses installations qui peut influencer immédiatement ou à terme la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau. Il fournit sans délai tout complément d'information demandé par le gestionnaire du réseau de transport sans préjudice des dispositions de l'article 40 du code de réseau européen E&R.

Art. 27. Le gestionnaire du réseau de transport communique sans délais, et sous réserve de confidentialité conformément à l'articles 9, alinéa 6 et à l'article 10, aux utilisateurs du réseau de transport concernés, l'information pertinente dont il a connaissance et relative à un fonctionnement anormal du réseau eu égard à la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau sans préjudice des dispositions de l'article 40 du code de réseau européen E&R.

Art. 28. Le gestionnaire de réseau de transport peut déroger aux règles fixées dans le présent arrêté ou en application de celui-ci lorsqu'il prend des mesures pour prévenir l'extension d'une perturbation, pour prévenir un fonctionnement anormal ou pour prévenir une situation critique en ce qui concerne les installations de l'utilisateur du réseau de transport, dans la mesure où les mesures prises sont proportionnées et nécessaires.

Titre 2 – Plan de défense du réseau, plan de reconstitution et plan d'essais

Chapitre 1^{er}. Dispositions générales

Art. 29. § 1^{er}. Sur proposition du gestionnaire du réseau de transport et après avis de la CREG, le ministre approuve les propositions visées à l'article 4, paragraphe 2, c) et g), du code de réseau européen E&R.

§ 2. Conformément à l'article 4, paragraphe 2, d), du code de réseau européen E&R, le gestionnaire du réseau de transport soumet au ministre, avant le 1^{er} novembre de chaque année, une proposition pour approbation contenant une liste des utilisateurs de système importants hautement prioritaires. Le ministre se prononce sur la liste présentée dans un délai d'un mois à compter du jour de réception de cette liste.

Pour l'établissement de la liste visée à l'alinéa 1^{er}, la Direction générale de l'Énergie fournit les données nécessaires, qui sont complétées par le gestionnaire du réseau de transport. À cette fin, la Direction générale de l'Énergie consulte au moins :

1° le Service public fédéral Intérieur ;

2° le Service public fédéral Santé publique, Sécurité de la Chaîne alimentaire et Environnement;

3° les gestionnaires des réseaux de distribution.

Les entités visées à l'alinéa 2, 1° et 2°, coopèrent avec la Direction générale de l'Énergie pour identifier les utilisateurs de système importants hautement prioritaires visés à l'alinéa 1^{er} et placés sous leur contrôle.

Les entités visées au deuxième alinéa, 3°, coopèrent avec la Direction générale de l'Énergie pour identifier les utilisateurs de système importants hautement prioritaires visés à l'alinéa 1^{er} et connectés à leur réseau de distribution, conformément au code de réseau européen E&R et aux réglementations applicables de l'autorité de régulation régionale concernée.

Art. 30. Dans le cadre de la concertation et des approbations visées aux articles 29, 31 et 32, le gestionnaire du réseau de transport fournit toutes les informations demandées par le ministre, par la Direction générale de l'Énergie ou par le CREG.

Chapitre 2. Plan de défense du réseau

Art. 31. § 1^{er}. Sans préjudice de l'article 11, alinéa 1^{er}, du code de réseau européen E&R, en tenant compte des délais visés à l'article 50 du code de réseau européen E&R et de la durée de validité de la dernière approbation, le gestionnaire du réseau de transport transmet au ministre, après consultation de la CREG et de la Direction générale de l'Énergie, une proposition de plan de défense du réseau.

Après avis de la CREG et en concertation avec le ministre qui a l'Économie dans ses attributions, le ministre approuve la proposition de plan de défense du réseau visée à l'alinéa 1^{er} ainsi que ses modifications, ou le ministre demande au gestionnaire du réseau de transport de soumettre une nouvelle proposition adaptée pour approbation. Nonobstant ce qui précède, la proposition visée à l'article 4, paragraphe 2, d), du code de réseau européen E&R est approuvée par le ministre conformément à la procédure prévue à l'article 29, § 2.

§ 2. Sans préjudice des obligations qui sont d'application aux nouvelles unités de production d'électricité conformément au code de réseau européen RfG, les unités de production d'électricité existantes, visées à l'article 36, d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW, sont techniquement capables, à la première demande du gestionnaire du réseau de transport, de fournir la puissance active et réactive avec le réseau selon une consigne déterminée par le gestionnaire du réseau de transport.

§ 3. Les références faites dans d'autres textes législatifs et réglementaires au « code de sauvegarde » s'entendent comme faites au plan de défense du réseau.

§ 4. Sur proposition du gestionnaire du réseau de transport et après avis de la CREG et en concertation avec le ministre qui a l'Économie dans ses attributions, le ministre arrête le plan de délestage.

À l'exception des éléments réglementés dans le plan de défense du réseau et dans le plan

de reconstitution conformément au code de réseau européen E&R, y inclus les procédures de déconnexion manuelles et automatiques, les mesures adoptées dans le cadre du plan de délestage peuvent inclure les éléments suivants tant qu'aucun plan de préparation aux risques visé par le règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE, y inclus la procédure explicite de déconnexion manuelle de la demande, n'est entré en vigueur :

1° l'obligation pour le gestionnaire du réseau de transport :

a) d'interrompre tout ou partie des raccordements aux réseaux ;

b) d'interrompre ou de modifier les interconnexions et avec les autres réseaux dans la zone de réglage ;

2° l'obligation pour les consommateurs ou pour certaines catégories d'entre eux, dans l'ensemble du pays ou dans certaines parties de celui-ci, de réduire dans des limites déterminées, l'électricité qu'ils prélèvent au réseau ;

3° l'interdiction d'utiliser de l'électricité à certaines fins.

Les mesures d'interruption des connexions aux réseaux peuvent être activées soit par des interventions des gestionnaires de réseau, soit par des installations automatiques fonctionnant notamment sur base de la fréquence mesurée dans la zone de réglage ou d'une autre grandeur physique.

Les modalités de communication entre le gestionnaire du réseau de transport et les ministres concernés pour l'application du plan de délestage sont déterminées par arrêté ministériel.

§ 5. Les mesures visées au paragraphe 4 sont appliquées, soit dans l'ensemble du pays, soit dans une partie de celui-ci suivant les critères suivants :

1° le degré d'influence des mesures prises ;

2° la localisation du problème ;

3° le degré de prévention et préservation ;

4° le maintien autant que faire se peut de l'intégrité du réseau.

§ 6. Les modalités pour l'exécution du plan de délestage, visé au paragraphe 4, sont exécutées en coopération avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution, des réseaux de transport local et de CDS et tiennent compte, en ce qui concerne les besoins primordiaux de la nation en énergie électrique, des raccordements prioritaires aux réseaux suivants autant que possible, classés en ordre décroissant de priorité :

1° les systèmes techniques auxiliaires nécessaires pour le fonctionnement vital des réseaux du gestionnaire du réseau de transport, des réseaux des gestionnaires des réseaux de transport locaux, des gestionnaires des réseaux publics de distribution et des gestionnaires des CDS ;

2° les hôpitaux visés à l'article 2 de la loi coordonnée du 10 juillet 2008 sur les hôpitaux et autres établissements de soins ;

3° centrales de gestion des appels d'urgence 100, 101 et 112 sur la base de l'article 2, alinéa 1^{er}, 61°, de la loi du 13 juin 2005 relative aux communications électroniques, le Centre gouvernemental de Coordination et de Crise visé par l'arrêté royal du 18 avril 1988 portant création du Centre gouvernemental de Coordination et de Crise et les comités de coordination des gouverneurs visés à l'article 32, § 3, de l'arrêté royal du 22 mai 2019 relatif à la planification d'urgence et la gestion de situations d'urgence à l'échelon communal et provincial et au rôle des bourgmestres et des gouverneurs de province en cas d'événements et de situations de crise nécessitant une coordination ou une gestion à l'échelon national.

En cas d'interruption de tout ou partie des raccordements prioritaires aux réseaux selon le plan de délestage, pour autant que ce soit possible, le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires concernés des réseaux de transport local et des réseaux publics de distribution liés assurent qu'il y a une réalimentation des raccordements prioritaires aux réseaux.

Sans préjudice des 1°, 2° et 3° de l'alinéa 1^{er}, et sur proposition de la cellule de gestion visée dans l'arrêté royal du 31 janvier 2003 portant fixation du plan d'urgence pour les événements et situations de crise nécessitant une coordination ou une gestion à l'échelon national, les ministres ayant l'Économie et l'Énergie dans leurs attributions peuvent, en concertation avec le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution concernés, déterminer des connexions additionnelles aux réseaux, à réalimenter pour des raisons économiques, des raisons de sécurité et d'ordre public, raisons de santé publique, ou pour des raisons de gestion et de rétablissement des réseaux.

§ 7. Le ministre fixe les modalités relatives à l'avertissement des mesures de restriction visées au paragraphe 4 recommandées par le gestionnaire du réseau de transport, sans toutefois que les délais exigés par cette publication puissent suspendre ou retarder l'application des mesures.

Chapitre 3. Plan de reconstitution

Art. 32. § 1^{er}. Sans préjudice de l'article 23, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen E&R, le gestionnaire du réseau de transport transmet au ministre, en tenant compte des délais visés à l'article 51 du code de réseau européen E&R et de la durée de validité de la dernière approbation, après consultation de la CREG et de la Direction générale de l'Énergie, une proposition de plan de reconstitution.

Après avis de la CREG et de la Direction générale Centre de Crise du Service public fédéral Intérieur et en concertation avec les ministres qui ont l'Économie et l'Intérieur dans leurs attributions, le ministre approuve la proposition de plan de reconstitution visée à l'alinéa 1^{er} ainsi que ses modifications en tout ou en partie ou le ministre demande en cas d'approbation partiel ou de rejet, au gestionnaire du réseau de transport de soumettre une nouvelle proposition adaptée pour approbation. Nonobstant ce qui précède, la proposition visée à l'article 4, paragraphe 2, d), du code de réseau européen E&R est approuvée par le ministre conformément à la procédure prévue à l'article 29, § 2.

Sans préjudice des obligations qui sont d'application aux nouvelles unités conformément au code de réseau européen RfG, au code de réseau européen DCC et au code de réseau européen HVDC, les unités de production d'électricité existantes d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW, les réseaux publics de distribution existants, les réseaux de transport local et les systèmes HVDC existants raccordés au réseau de transport, qui sont tous considérées comme existantes conformément à l'article 36, sont techniquement capables, à la première demande du gestionnaire du réseau de

transport, d'échanger la puissance active et réactive avec le réseau, selon une consigne déterminée par le gestionnaire du réseau de transport.

Les gestionnaires des installations de consommation existantes raccordées au réseau de transport, visées à l'article 36, désignent une personne de contact disponible lorsque le système est en état de reconstitution tel que défini à l'article 18, paragraphe 5, des lignes directrices européennes SOGL. Cette personne de contact effectue les mesures suivantes :

1° informer le gestionnaire du réseau de transport, à sa demande, de l'état de ses installations et des possibilités de reprise de la charge ;

2° compte tenu de cette information, faire remonter progressivement sa consommation, selon les instructions du gestionnaire du réseau de transport.

Les gestionnaires des réseaux fermés industriels existants et les réseaux fermés de distribution existants raccordés au réseau de transport, visés à l'article 36, désignent une personne de contact disponible lorsque le système est en état de reconstitution tel que défini à l'article 18, paragraphe 5, des lignes directrices européennes SOGL. Cette personne de contact effectue les mesures suivantes :

1° informer le gestionnaire du réseau de transport, à sa demande, de l'état de son CDS, des possibilités de rétablir la tension des sous-tensions de son CDS pour des utilisateurs du CDS spécifiques et le cas échéant, l'état/la disponibilité des services de reconstitution et la disponibilité éventuelle d'autres ressources en fonction de la reconstitution ;

2° assurer le suivi des indications fournies par les centres de contrôle régionaux du gestionnaire du réseau de transport quant à la quantité de puissance active et réactive échangée avec le réseau de transport via le point de raccordement.

Si un fournisseur de services de reconstitution raccordé à un CDS exécute ses services de reconstitution, le gestionnaire du CDS raccordé au réseau de transport se coordonne en temps réel avec le fournisseur de services de reconstitution et le gestionnaire du réseau de transport.

§ 2. Les références faites dans d'autres textes législatifs et réglementaires au code de reconstitution s'entendent comme faites au plan de reconstitution.

Titre 3 – Simulations et essais périodiques

Art. 33. L'évaluation du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution visés aux articles 50 et 51 du code de réseau européen E&R est effectué par le gestionnaire du réseau de transport en consultation avec les parties concernées et aux frais du gestionnaire du réseau de transport.

Titre 4 – Unités de production combinée de chaleur et d'électricité et installations de production d'électricités qui utilisent des sources d'énergie renouvelables

Art. 34. Sauf disposition contraire dans la législation applicable, le gestionnaire du réseau de transport donne, conformément à l'article 11, § 1^{er}, alinéa 2, 3°, de la loi Electricité du 29 avril 1999, la priorité aux unités de production d'électricité qui utilisent des sources

d'énergie renouvelables et aux unités de production combinée de chaleur et d'électricité, en tenant compte de la sécurité d'approvisionnement.

LIVRE 6 – TYPOLOGIE DES INSTALLATIONS, CRITERES DE SECURITE ET EXIGENCES TECHNIQUES AVEC DES EXIGENCES MINIMALES

Titre 1^{er} – Typologie des installations

Art 35. § 1^{er}. Le présent livre fixe les critères de sécurité techniques et les prescriptions techniques avec des exigences minimales en ce qui concerne la conception technique et l'exploitation et les exigences d'application générale pour tous les utilisateurs du réseau de transport.

Les exigences visées à l'alinéa 1^{er} sont déterminées et appliquées de manière à contribuer :

1° la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau de transport ou des installations d'un autre utilisateur du réseau de transport ; ou

2° la qualité de tension du réseau de transport ; ou

3° la fourniture qualitative des services de gestion de la demande, des services auxiliaires, des services de coordination et de gestion de la congestion, des réserves stratégiques et la mise à disposition qualitative de capacité dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité au gestionnaire du réseau de transport et au gestionnaire du réseau de distribution.

§ 2. Les critères de sécurité technique et les prescriptions techniques avec des exigences minimales et des exigences d'application générale applicables aux unités de production d'électricité sont déterminés en fonction des catégories suivantes :

1° les unités de production d'électricité en général ;

2° les unités de production d'électricité synchrones ;

3° les parcs non-synchrones de générateurs ;

4° les parcs non-synchrones de générateurs en mer ;

5° les parcs non-synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

Chaque parc non-synchrone de générateurs est considéré, pour l'application des règles du présent arrêté, comme englobant toujours l'ensemble des générateurs connectés au réseau de transport par un point de raccordement unique.

Conformément à l'article 5, paragraphes 2 et 3, du code de réseau européen RfG, les unités de production d'électricité visées à l'alinéa 1^{er} sont classées en types A, B, C et D, sur base des critères de seuils suivants:

1° pour les unités de production d'électricité de type A :

a) le point de raccordement est situé en dessous de 110 kV ; et

b) la puissance maximale est comprise entre 0,8 kW inclus et 1 MW non inclus ;

2° pour les unités de production d'électricité de type B :

a) le point de raccordement est situé en dessous de 110 kV et

b) la puissance maximale est comprise entre 1 MW inclus et 25 MW non inclus ;

3° pour les unités de production d'électricité de type C :

a) le point de raccordement est situé en dessous de 110 kV ; et

b) la puissance maximale est comprise entre 25 MW inclus et 75 MW non inclus ;

4° pour les unités de production d'électricité de type D :

a) lorsque le point de raccordement est situé en dessous de 110 kV, si la puissance maximale est supérieure ou égale à 75 MW ; ou

b) lorsque le point de raccordement est situé à 110 kV ou au-dessus, indépendamment de sa puissance maximale.

§ 3. Les critères de sécurité technique et les prescriptions techniques avec des exigences minimales et des exigences d'application générale applicables aux installations autres que les unités de production d'électricité visées au paragraphe 2 et autres que les installations de stockage d'énergie non-synchrone visés au paragraphe 4, sont classées selon les catégories suivantes, sur la base notamment de l'article 3, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen DCC :

1° les installations de consommation raccordées au réseau de transport ;

2° les installations d'un réseau public de distribution qui sont raccordées au réseau de transport ;

3° les réseaux publics de distribution ;

4° les réseaux fermés industriels et les réseaux fermés de distribution, raccordés au réseau de transport ;

5° les unités de consommation utilisées par une installation de consommation ou par un CDS pour fournir des services de participation active de la demande aux gestionnaires de réseau compétents et au gestionnaire du réseau de transport ;

6° le réseau de transport local.

§ 4. Les critères de sécurité technique et les prescriptions techniques avec des exigences minimales applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone sont classés en types A, B, C ou D selon les seuils suivants :

1° type A : la puissance active maximale est comprise entre 0,8 kW inclus et 1 MW non inclus ;

2° type B : la puissance active maximale est comprise entre 1 MW inclus et 25 MW non

inclus ;

3° type C : la puissance active maximale est comprise entre 25 MW inclus et 75 MW non inclus ;

4° type D : la puissance active maximale est supérieure ou égale à 75 MW.

Pour l'application du présent livre, la puissance active maximale d'une installation de stockage d'énergie non-synchrone est la puissance active maximale que l'installation de stockage d'énergie non-synchrone est techniquement capable de délivrer ou d'absorber au point de raccordement avec le réseau de transport.

Titre 2 – Critères permettant de considérer des installations existantes ou nouvelles

Art. 36. § 1^{er}. L'installation d'un utilisateur du réseau de transport, les unités de pompage-turbinage y incluses, est considérée, dans le cadre du présent arrêté, comme existante conformément à l'article 4, paragraphe 2, a) et b), des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC respectivement.

L'installation d'un utilisateur du réseau de transport qui n'est pas considérée comme existante conformément à l'article 4, paragraphe 2, a) et b), des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC respectivement, est considérée, dans le cadre du présent arrêté, comme une installation nouvelle.

§ 2. Une installation de stockage d'énergie non-synchrone visé à l'article 35, § 4 est considérée comme existant si elle est déjà raccordée au réseau de transport à la date du 27 avril 2019. Dans le cas contraire, elle est considérée comme nouveau.

Titre 3 – Normes, critères de sécurité techniques et prescriptions techniques avec des exigences minimales pour toutes les installations raccordées au réseau de transport

Chapitre 1^{er}. Dispositions générales

Art. 37. § 1^{er}. Le présent titre établit les exigences applicables à toute installation et tout raccordement au réseau de transport, que ceux-ci soient considérés comme existant ou nouveau en application des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC ou conformément à l'article 36, § 2.

§ 2. Sous réserve du paragraphe 3 et de règles particulières spécifiées dans le présent livre, les exigences spécifiques concernant le point de connexion sont toujours fournies dans le cadre des exigences techniques.

§ 3. Les exigences techniques de raccordement pour les systèmes HVDC s'appliquent aux points de raccordement en courant alternatif de ces systèmes conformément à l'article 3, paragraphe 4, du code de réseau européen HVDC, sauf exceptions prévues à ce même article.

Les exigences techniques de raccordement pour les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et pour les stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée s'appliquent au point d'interface HVDC conformément à l'article 3,

paragraphe 5, du code de réseau européen HVDC, sauf exceptions prévues à ce même article.

§ 4. Lorsque plusieurs unités de production d'électricité ou installations de stockage d'énergie non-synchrone existants sont raccordés en un même point de raccordement, les dispositions du présent arrêté s'appliquent à chacune de ces unités de production d'électricité ou de ces installations de stockage d'énergie non-synchrone, séparément.

Art. 38. Les procédures pour l'exploitation et l'entretien des installations de raccordement qui ont une influence sur la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport ou sur des installations des autres utilisateurs du réseau sont déterminées par le gestionnaire du réseau de transport.

Si ces procédures ont un impact sur la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des installations de l'utilisateur de réseau de transport raccordé, ces procédures sont convenues entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur de système concerné et convenu dans le cadre juridique pertinent.

Chapitre 2. Normes

Art. 39. Les installations de raccordement et les installations des utilisateurs du réseau de transport sont conformes aux normes et règlements applicables aux installations électriques.

Le gestionnaire du réseau de transport détermine, dans le cadre juridique pertinent, de manière transparente et non discriminatoire, les normes, rapports techniques et autres règles de référence applicables et surveille leur conformité.

Art. 40. Le niveau admissible des perturbations engendrées sur le réseau de transport par les installations de raccordement et les installations des utilisateurs du réseau de transport est déterminé par les normes et standards européens et/ou harmonisés généralement appliquées dans les secteurs comparables au niveau européen et notamment par les rapports techniques CEI 61000-3-6 et CEI 61000-3-7.

L'utilisateur du réseau de transport met en œuvre les moyens adéquats afin d'éviter que les installations dont il a la gestion n'engendrent sur le réseau de transport des phénomènes perturbateurs qui dépassent les limites spécifiées dans le cadre juridique pertinent.

Art. 41. Sans préjudice des exigences techniques découlant des codes de réseaux européens RfG, DCC et HVDC, le gestionnaire du réseau de transport fournit à l'utilisateur du réseau de transport une tension sur le point de raccordement qui satisfait au moins à la norme EN 50160. La norme EN 50160 sert de point de référence pour tous les niveaux de tension prévus au présent arrêté.

Art. 42. Les modifications apportées à une norme visée au présent chapitre s'appliquent à toute installation et à tout raccordement au réseau de transport conformément à l'article 37, § 1^{er}, pour autant que la norme ou une obligation légale le prévoie, et pour autant qu'elles ne nécessitent pas d'amendement aux contrats existants.

Chapitre 3. Exigences techniques minimales

Art. 43. Les valeurs fixées aux tableaux de l'annexe 1, A et B s'appliquent aux installations de raccordement, indépendamment de leur niveau de tension. Toutes les unités de production d'électricité, installations de consommation, les installations de

stockage d'énergie non-synchrone, les systèmes HVDC ou CDS raccordés au réseau de transport, respectent, pour toutes les installations au niveau de tension du point d'interface, les valeurs fixées dans les tableaux des annexes 1, A et B correspondant au niveau de tension de ce point d'interface.

Les installations au premier niveau de tension sous le niveau de tension du point d'interface sont dimensionnées de façon telle qu'elles ne limitent pas la puissance de court-circuit maximale admissible au point de raccordement, cette puissance de court-circuit maximale admissible au point de raccordement étant la valeur maximale reprise à l'annexe 1, A et B pour ce niveau de tension.

Ces valeurs peuvent être précisées dans le cadre juridique pertinent, ces valeurs s'appliquant comme l'une des spécifications et exigences pertinentes faisant l'objet des notifications visées à l'article 2, alinéa 2, points 62 et 64, du code de réseau européen RfG , du chapitre 2 du code de réseau européen DCC et du titre V du code de réseau européen HVDC.

Art. 44. Les travées des installations de raccordement sont équipées de protections, afin d'éliminer sélectivement un défaut dans un intervalle de temps déterminé comme maximum admissible, y compris le temps de fonctionnement de la protection, de fonctionnement du disjoncteur et d'extinction de l'arc mentionné à l'annexe 2, A et B.

Les protections visées à l'alinéa 1^{er} sont précisées par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

Art. 45. Le gestionnaire du réseau de transport détermine dans le cadre juridique pertinent en ce qui concerne les exigences techniques non couvertes par le présent arrêté ou les codes de réseau et lignes directrices européens les exigences techniques générales minimales et les paramètres de réglage dont notamment :

1° le schéma unifilaire, en ce compris la première travée de raccordement au départ du réseau de transport, la structure du poste dont cette travée fait partie et les jeux de barres de ce poste ;

2° les spécifications techniques fonctionnelles minimales des installations de raccordement.

Art. 46. § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau de transport détermine les spécifications techniques fonctionnelles minimales à mettre en œuvre en ce qui concerne les installations de l'utilisateur du réseau de transport, afin d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport. Les spécifications techniques fonctionnelles minimales portent sur :

1° les performances des installations de l'utilisateur du réseau de transport au point d'interface, soit :

a) les puissances de court-circuit monophasées et triphasées minimales et maximales que l'installation de l'utilisateur du réseau de transport est susceptible d'injecter dans le réseau de transport au point de raccordement ;

b) le délai maximum d'élimination du courant de défaut par les protections principales et de réserve ;

c) le régime du neutre des installations de l'utilisateur du réseau de transport (mise à la terre, impédances incorporées, couplages des transformateurs) ;

d) les niveaux maximum autorisés d'émission de perturbations injectées dans le réseau de transport par l'installation de l'utilisateur du réseau de transport ;

2° les caractéristiques techniques des installations de l'utilisateur du réseau de transport raccordées au niveau de tension du point d'interface ou, à défaut de telles installations de l'utilisateur du réseau de transport par exemple lorsque les installations de l'utilisateur du réseau de transport débutent par une transformation de tension, les caractéristiques techniques des installations de l'utilisateur du réseau de transport raccordées au premier niveau de tension directement relié au niveau de tension du point d'interface par une transformation simple, en terme de :

- a) niveau d'isolement ;
- b) courant de court-circuit de dimensionnement ;
- c) pouvoir de coupure des disjoncteurs.

Ces caractéristiques techniques tiennent compte des spécificités des exigences techniques générales minimales obligatoires, telles que fixées à l'article 43 ;

3° d'une façon générale sur tout équipement susceptible d'influencer significativement la qualité de la tension ou d'induire des perturbations dans le réseau de transport ;

4° les moyens de télécommunication à installer dans les installations de l'utilisateur du réseau de transport ;

5° après concertation avec l'utilisateur de réseau de transport :

- a) les verrouillages et les automatismes à installer dans les installations de l'utilisateur du réseau de transport ;
- b) les solutions techniques et les paramètres de réglage à mettre en œuvre dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution.

§ 2. Les exigences techniques générales minimales, les paramètres de réglage et les autres dispositions visées au paragraphe 1^{er} sont reprises dans le cadre juridique pertinent.

Art. 47. Dans le respect des principes fixés aux articles 43 et 44, l'utilisateur du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de transport déterminent en concertation, dans le cadre juridique pertinent, pour les aspects non couverts par le présent arrêté ou les codes de réseau et lignes directrices européens, et qui sont directement liés à la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport :

1° le schéma unifilaire de la structure du réseau des installations de l'utilisateur du réseau de transport comprenant :

- a) les plans de tension des installations de l'utilisateur de réseau contenant le ou les points d'interface ;
- b) toutes les interconnexions possibles entre les différents raccordements, y compris les transformateurs, ainsi que celles aux éventuelles unités de production d'électricité ;
- c) toutes les éventuelles installations de compensation d'énergie réactive ;

d) pour les transformateurs pouvant interconnecter différents raccordements, la définition de leur couplage, de leurs tensions nominales et des éventuels plots de réglage ;

e) tous les équipements raccordés à ces plans de tension susceptibles d'engendrer des perturbations ;

2° les éventuels réenclenchements automatiques prévus pour les lignes aériennes ;

3° les modes d'exploitation (raccordement principal et de secours).

Art. 48. L'utilisateur du réseau de transport communique d'initiative au gestionnaire du réseau de transport toutes les informations relatives à ses installations qui ont un impact sur la qualité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport et des installations des autres utilisateurs du réseau de transport.

Art. 49. Les exigences techniques générales minimales, les paramètres de réglage et les spécifications techniques fonctionnelles minimales, décrits aux articles 43 à 48, poursuivent notamment les objectifs suivants :

1° contribuer de manière non discriminatoire à ce que les conditions d'exploitation du réseau de transport applicables ou planifiées au point de raccordement soient suffisantes pour accepter les installations de raccordement, les installations de l'utilisateur du réseau de transport et, le cas échéant, une extension du réseau de transport sans porter préjudice au bon fonctionnement des installations d'autres utilisateurs du réseau de transport ou du réseau de transport et sans rétroactions préjudiciables aux installations d'autres utilisateurs du réseau de transport ou au réseau de transport ;

2° promouvoir de manière non discriminatoire le développement harmonieux du réseau de transport.

Chapitre 4. Dispositions spécifiques aux installations de raccordement établies sur un terrain dont le gestionnaire du réseau de transport n'a pas la maîtrise foncière en vertu d'un droit réel

Art. 50. § 1^{er}. Dans le cas d'installations de raccordement qui sont établies sur un terrain dont le gestionnaire du réseau de transport n'a pas la maîtrise foncière en vertu d'un droit réel et dont l'utilisateur du réseau de transport a l'usage, l'utilisateur du réseau de transport :

1° veille, à ses frais, à ce que ces installations de raccordement soient, à tout moment, accessibles au gestionnaire du réseau de transport ;

2° prend toutes les dispositions qu'on peut raisonnablement attendre de lui afin de prévenir tout dommage au réseau de transport, aux installations de raccordement et/ou aux installations d'un autre utilisateur du réseau de transport ;

3° lorsque c'est techniquement possible, veille à ce que le gestionnaire du réseau de transport ait le droit et la possibilité d'installer à tout moment des équipements de raccordement complémentaires ou supplémentaires pour cet utilisateur du réseau de transport ;

4° veille à ce que le gestionnaire du réseau de transport ait le droit et la possibilité de remplacer à tout moment tout ou partie des équipements de raccordement dont il est propriétaire ;

5° veille, à tout moment, à ce qu'il ne soit pas porté atteinte aux droits, y compris de propriété ou d'usage, d'accès et de contrôle effectif du gestionnaire du réseau de transport sur tout ou partie des installations de raccordement.

§ 2. Les modalités d'exécution des obligations visées au paragraphe 1^{er} sont déterminées dans le cadre juridique pertinent.

Chapitre 5. Identification des équipements

Art. 51. Tout équipement faisant partie des installations de raccordement est identifié suivant une codification établie par le gestionnaire du réseau de transport.

Art. 52. Après consultation de l'utilisateur du réseau de transport, le gestionnaire du réseau de transport détermine, parmi les équipements qui font partie des installations de l'utilisateur du réseau de transport, ceux qui doivent être identifiés suivant la codification établie par le gestionnaire du réseau de transport.

Cette disposition vise essentiellement les équipements visés à l'article 47.

Art. 53. Les équipements visés aux articles 51 et 52 sont munis d'une plaque d'identification indiquant clairement la codification de l'équipement.

Chapitre 6. Prescriptions techniques complémentaires pour la compensation d'énergie réactive pour une installation de consommation visée à l'article 35, § 3, 1°

Art. 54. Le gestionnaire du réseau de transport est autorisé, sauf correction immédiate par l'installation de consommation visée à l'article 35, § 3, 1°, à mettre en œuvre les moyens techniques requis pour la compensation d'énergie réactive ou, plus généralement, pour la compensation de tout phénomène perturbateur, lorsque cette installation de consommation raccordée au réseau de transport donne lieu à un prélèvement additionnel d'énergie réactive qui nécessite une correction ou lorsqu'elle perturbe la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau de transport.

Le gestionnaire du réseau de transport motive cette décision et la notifie à l'utilisateur du réseau de transport concerné.

Titre 4 – Exigences techniques complémentaires pour le raccordement au réseau de transport d'unités de production d'électricité et des installations de stockage d'énergie non-synchrone existants

Chapitre 1^{er}. Généralités

Art. 55. Le présent titre détermine les exigences techniques applicables pour le raccordement au réseau de transport d'unités de production d'électricité et des installations de stockage d'énergie non-synchrone visées à l'article 35, §§ 2 et 4, considérés comme existants conformément à l'article 36, en complément des exigences techniques prévues au titre 3 ainsi que des exigences techniques précisées dans le cadre juridique pertinent.

Chapitre 2. Conditions de fonctionnement

Art. 56. § 1^{er}. Une unité de production d'électricité ou une installation de stockage

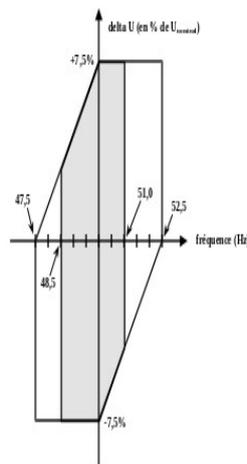
d'énergie non-synchrone considéré comme existant conformément à l'article 36, fonctionne en mode synchrone avec le réseau de transport :

1° sans limite dans le temps si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 48.5 Hz et 51 Hz ; et

2° pendant un temps déterminé de commun accord entre l'utilisateur du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de transport si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 48 Hz et 48.5 Hz ainsi qu'entre 51 Hz et 52.5 Hz.

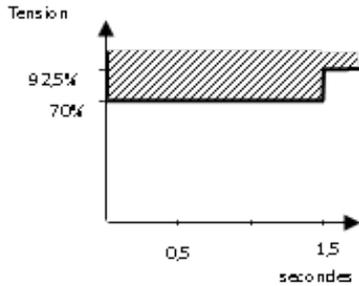
§ 2. La consigne du relais de fréquence provoquant l'îlotage d'une unité de production d'électricité ou une installation de stockage d'énergie non-synchrone considéré comme existant conformément à l'article 36 ne peut pas être activé aussi longtemps que la fréquence mesurée dans la zone de réglage est égale ou supérieure à 48 Hz, sauf stipulation contraire dans le cadre juridique pertinent.

Art. 57. Une unité de production d'électricité ou une installation de stockage d'énergie non-synchrone considéré comme existant conformément à l'article 36, fonctionne en mode synchrone avec le réseau de transport sans limite dans le temps, dans la plage hachurée du diagramme fréquence-delta U ci-après, dans lequel le delta U se réfère à l'écart de la tension aux bornes du générateur et est exprimé en % par rapport à la tension nominale du générateur.

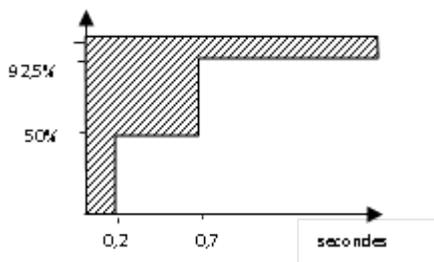


Art. 58. § 1^{er}. Une unité de production d'électricité ou une installation de stockage d'énergie non-synchrone considéré comme existant conformément à l'article 36, répond aux conditions suivantes , sauf stipulation contraire dans le cadre juridique pertinent :

1° pouvoir fonctionner dans l'entièreté de son domaine de fonctionnement en mode synchrone avec le réseau de transport, lorsque la tension au point de raccordement, exprimée en pourcentage de la tension nominale en ce point, reste, durant un creux de tension d'amplitude limitée, dans la plage hachurée du diagramme ci-après.



2° pouvoir fonctionner dans l'entièreté de son domaine de fonctionnement en mode synchrone avec le réseau de transport, lorsque la tension au point de raccordement, exprimée en pourcentage de la tension nominale en ce point, reste, durant un creux de tension d'amplitude importante, dans la plage hachurée du diagramme ci-après.



§ 2. Des exigences spécifiques sont établies dans le cadre juridique pertinent de manière objective, transparente et non discriminatoire par le gestionnaire du réseau de transport pour les parcs non synchrones de générateurs considérés comme existants conformément à l'article 36, ainsi que pour les unités de production d'électricité considérés comme existants conformément à l'article 36, qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et pour les unités de production combinée de chaleur et d'électricité considérées comme existantes conformément à l'article 36.

Art. 59. Lors d'une variation brusque ou d'une déviation importante de la fréquence, aucun dispositif d'une unité de production d'électricité ou une installation de stockage d'énergie non-synchrone considéré comme existant conformément à l'article 36, ne peut contrecarrer l'action de la réserve de stabilisation de la fréquence, telle que prévue au présent arrêté.

Chapitre 3. Protections

Art. 60. Le gestionnaire du réseau de transport installe un disjoncteur du côté haute tension du raccordement dont le pouvoir de coupure est supérieur ou égal à la valeur standardisée, exprimée en kA, établie par plan de tension à l'annexe 1, A.

Art. 61. Le courant de court-circuit monophasé ne peut dépasser le courant de court-circuit triphasé.

Chapitre 4. - Spécifications pour la production d'énergie réactive

Art. 62. Toute unité de production d'électricité de type C ou D considérée comme existante conformément à l'article 36, ainsi que les unités de production d'électricité de type B considérées comme existantes conformément à l'article 36, par laquelle le service auxiliaire le réglage de la tension et de la puissance réactive est renforcé conformément à l'article 11, alinéa 1^{er}, 2°, est une unité de production d'électricité réglante

indépendamment du niveau de tension du point de raccordement, auxquelles s'appliquent les exigences du présent chapitre.

Art. 63. Indépendamment d'autres spécifications précisées dans le présent arrêté, toute unité de production d'électricité réglante, considérée comme existante conformément à l'article 36, visée à l'article 62 est capable d'adapter de manière automatique et sans délai, sa fourniture de puissance réactive lors de variations lentes, à l'échelle de minutes et soudainement, à l'échelle d'une fraction de seconde, de la tension, et manuellement à la première demande du gestionnaire du réseau de transport, selon ce qui est prévu par le cadre juridique pertinent.

Art. 64. Toute unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, qui n'est pas visée à l'article 62, est capable d'adapter sa fourniture de puissance réactive en fonction des besoins du réseau de transport, au minimum par une commutation de sa production de puissance réactive entre deux niveaux convenus entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport concerné.

Art. 65. § 1^{er}. Pour toute valeur de la puissance active susceptible d'être injectée sur le réseau de transport comprise entre le minimum technique et la puissance maximale de raccordement, à la tension normale d'exploitation, l'unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, visée à l'article 62 est capable de pouvoir absorber ou fournir une puissance réactive entre, $-0.1 P_{max}$ et $0.45 P_{max}$.

§ 2. Pour toute tension au point de raccordement comprise entre 0.9 et 1.05 fois la tension normale d'exploitation, l'unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, visée à l'article 62 a les mêmes possibilités, exception faite lors d'une limitation due aux limitations sur la tension du générateur ou sur le courant statorique du générateur. Une limitation éventuelle sur le courant statorique ne peut pas intervenir dans le réglage rapide de la tension.

Les limitations sur la tension aux bornes du générateur doivent respecter les règles décrites aux articles 57 et 58.

§ 3. En dérogation aux dispositions des paragraphes 1^{er} et 2, la tension, la puissance active et réactive dont il faut tenir compte pour les unités de production d'électricité locales considérées comme existantes conformément à l'article 36, sont la tension, la puissance active et réactive à la sortie de l'unité de production d'électricité locale.

Art. 66. Le régulateur de tension d'une unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, visée à l'article 62 est pourvu d'un limiteur de surexcitation et d'un limiteur de sous-excitation. Ceux-ci agissent de façon automatique et seulement si la puissance réactive est en dehors de l'intervalle comme déterminé par application de l'article 65.

Art. 67. A l'intérieur du domaine de fonctionnement lors de variations lentes de tension U_{net} au point de raccordement, chaque unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, visée à l'article 62 doit pouvoir adapter de manière automatique sa production réactive Q_{net} de telle sorte que le coefficient de sensibilité relative α_{eq} soit compris entre 18 et 25,

$$\alpha_{eq} = - \frac{\Delta Q_{net} / (0.45 \times P_{nom})}{\Delta U_{net} / U_{norm,exp}}$$

où :

Q_{net} désigne la puissance réactive mesurée du côté haute tension du transformateur élévateur ;

P_{max} (anciennement P_{nom}) désigne la puissance maximale ;

U_{net} désigne la tension mesurée du côté haute tension du transformateur élévateur ;

$U_{\text{norm,exp}}$ désigne la tension normale d'exploitation (la tension moyenne autour de laquelle le réseau de transport est exploité).

Art. 68. Si une unité de production d'électricité considérée comme existante conformément à l'article 36, qui n'est pas visée à l'article 62 est munie d'une régulation destinée à respecter une consigne de production de puissance réactive, celle-ci doit être lente vis-à-vis du réglage primaire de tension des unités de production d'électricité considérées comme existantes conformément à l'article 36, visées à l'article 62, dont l'action produit ses effets à l'échelle des secondes, et rapide vis-à-vis de la dynamique des changeurs de prise de transformateurs commandés par un automate, agissant à l'échelle des dizaines de secondes à minutes, de manière à éviter des oscillations dans le système électrique. La constante de temps en boucle fermée de cette régulation est réglable, au minimum, entre dix et trente secondes.

Chapitre 5. Autres dispositions

Art. 69. § 1^{er}. L'utilisateur du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de transport conviennent de commun accord dans le cadre juridique pertinent, en ce qui concerne les aspects non couverts par le présent arrêté et qui sont directement liés à la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport, des exigences techniques générales minimales, des paramètres de réglage et des spécifications techniques fonctionnelles minimales à adopter en ce qui concerne les installations de l'utilisateur du réseau de transport, dont en particulier :

1° le domaine de fonctionnement du générateur dans le plan actif-réactif en fonction de la tension d'exploitation ;

2° l'adaptation du régulateur turbine à l'ilotage de l'unité de production d'électricité (capacité et moment de l'ilotage) ;

3° la plage de réglage du gain du régulateur de vitesse ;

4° le statisme réactif ;

5° la stabilité statique et dynamique ;

6° la résistance aux creux de tension du générateur et des équipements auxiliaires ;

7° le plafond d'excitation ;

8° la synchronisation au réseau de transport en exploitation normale et exceptionnelle ;

9° pour les ensembles de production d'électricité comprenant plusieurs unités de production d'électricité avec auxiliaires communs et unités de production d'électricité à cycle combiné, la possibilité de pannes de mode commun y compris le contrôle-commande ;

10° le Power System Stabiliser ;

11° le transformateur élévateur : puissance, rapport de transformation, tension de court-circuit, mise à la terre du point neutre, limitation du courant de court-circuit monophasé et limitation du courant d'enclenchement. Ce dernier système sera activé uniquement à l'enclenchement de cette partie de l'installation pour limiter le courant d'enclenchement et sera désactivé après.

§ 2. Les exigences techniques générales minimales, les paramètres de réglage et les spécifications techniques fonctionnelles minimales visés au paragraphe 1^{er} sont précisées dans le cadre juridique pertinent.

LIVRE 7 – EXIGENCES D'APPLICATION GENERALE AUX NOUVELLES INSTALLATIONS RACCORDEES AU RESEAU DE TRANSPORT ET DES EXIGENCES MINIMALES APPLICABLES AUX INSTALLATIONS DE STOCKAGE D'ENERGIE NON-SYNCHRONE

Titre 1^{er} – Dispositions générales

Art. 70. Le présent livre établit les exigences d'application générale pour les installations des utilisateurs du réseau de transport visées à l'article 35, considérées comme nouvelle conformément à l'article 36, en complément des exigences techniques prévues au titre 3 du livre 6 et de celles précisées dans le cadre juridique pertinent.

Le présent livre établit aussi des exigences minimales applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone visées à l'article 36, § 2.

Art. 71. § 1^{er}. Une ou plusieurs des exigences techniques fixées dans le présent titre sont également applicables aux installations de raccordement ou aux installations d'utilisateurs du réseau de transport considérées comme existantes conformément à l'article 36, après mise en œuvre d'une des procédures spécifiques suivantes :

1° en cas de modernisation substantielle des installations de l'utilisateur du réseau de transport visées à l'article 4, paragraphe 1^{er}, a), des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC respectivement, dont la procédure est complétée conformément au code de bonne conduite ;

2° lorsque la CREG décide d'imposer, conformément à la procédure décrite à l'article 4, paragraphe 1^{er}, b), des codes de réseaux européens RfG, DCC et HVDC respectivement, une ou plusieurs des exigences techniques visées au présent titre à une catégorie d'installations de raccordement ou d'installations d'utilisateurs du réseau de transport considérées comme existantes conformément à l'article 36 ;

3° lorsque la CREG décide d'imposer une ou plusieurs des exigences techniques visées au présent titre à des installations de stockage d'énergie non-synchrone considérés comme existants conformément à l'article 36 ;

4° lorsqu'un code de réseau européen prévoit l'application de certaines exigences techniques à des installations de raccordement ou à des installations des utilisateurs de réseau de transport existantes.

§ 2. Des exemptions individuelles ou collectives pour l'application d'une ou de plusieurs exigences techniques prévues par le présent livre aux installations de raccordement ou à l'installation des utilisateurs de système, considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, peuvent être accordées par la CREG conformément à l'article 136.

§ 3. Lorsque le droit visé à l'article 6, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG et/ou le droit visé à l'article 5, paragraphe 3, du code de réseau DCC est exercé, le gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire de réseau compétent peut conditionner son accord à la démonstration, par des simulations et/ou des études, que l'unité de production d'électricité considérée et/ou les charges critiques ne peuvent rester connectées, pour pouvoir garantir le processus industriel. Tout désaccord entre les parties est réglé conformément à l'article 7.5 du code de réseau européen RfG et à l'article 6, paragraphe 5, du code de réseau européen DCC.

§ 4. Lorsque le propriétaire d'une installation de production, ou le propriétaire d'une installation de consommation ou le propriétaire d'un réseau HVDC refuse de convenir de plages de fréquence plus larges, de durées de fonctionnement minimales plus longues ou d'exigences spécifiques applicables en cas d'écart combinés de fréquence et de tension d'une unité de production d'électricité conformément à l'article 13, paragraphe 1^{er}, a), ii, du code de réseau européen RfG, ou à l'article 12, paragraphe 2, du code de réseau européen DCC, ou à l'article 11, paragraphe 2, du code de réseau européen HVDC et qu'un accord ne peut être trouvé entre ce propriétaire et le gestionnaire du réseau de transport dans un délai de six mois, chaque partie peut demander à la CREG de statuer dans un délai de mois quant à leur désaccord, conformément à l'article 7.5 du code de réseau européen RfG, ou à l'article 6.5 du code de réseau européen DCC, ou 5, paragraphe 5, du code de réseau européen HVDC.

§ 5. Lorsque des exigences spécifiques à un site sont à établir par le gestionnaire du réseau de transport compétent conformément aux codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC, celles-ci sont soumises préalablement à l'approbation de la CREG. Celle-ci sollicite l'avis de la Direction générale de l'Énergie qui dispose d'un délai de dix jours pour faire parvenir celui-ci.

Toute décision éventuelle de refus du gestionnaire du réseau de transport de déclarer applicable des conditions d'exploitation spécifiques est toujours justifiée de manière adéquate.

En l'absence d'avis dans le délai imparti, la Direction générale de l'Énergie est considérée avoir donné un avis favorable.

§ 6. Conformément à l'article 6, paragraphes 4 et 5, du code de réseau européen RfG, seules les exigences techniques fixées aux articles 13, paragraphe 2, a), b) et f), 13, paragraphes 4 et 5, du code de réseau RfG et les exigences techniques complémentaires relatives à ces paramètres de la fréquence fixées aux articles 83, §§ 4 et 5, et 88, § 1^{er}, sont applicables aux unités de production combinée de chaleur et d'électricité raccordées dans les installations de consommation visées par l'article 35, § 3, 1^o.

Titre 2 – Exigences techniques complémentaires pour les nouvelles installations

Chapitre 1^{er} : Généralités

Art. 72. Les exigences techniques complémentaires fixées dans le présente chapitre sont également applicables aux nouvelles installations d'un réseau public de distribution

raccordées au réseau de transport et aux nouveaux réseaux publics de distribution, lorsque livre 8 le précise explicitement.

Section 1^{re}. Exigences techniques complémentaires relatives à la fréquence

Art. 73. En application de l'article 12, paragraphe 1^{er} et de l'annexe I du code de réseau européen DCC, toute installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 35, § 3, 1° à 4°, est au minimum capable de rester connectée avec le réseau auquel elle est raccordée et de fonctionner dans les plages de fréquence et pendant les durées suivantes :

1° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 47.5 Hz (inclus) et 48,5 Hz; et

2° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 48,5 Hz (inclus) et 49 Hz; et

3° sans limite dans le temps si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 49 Hz (inclus) et 51 Hz (inclus) ; et

4° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage se situe au-delà de 51 Hz et 51,5 Hz.

Section 2. Exigences techniques complémentaires relatives au maintien de la tension

Art. 74. § 1^{er}. En application des articles 13, paragraphes 1^{er} et 2 et de l'annexe II du code de réseau européen DCC, toute installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 35, § 3, 1° à 4°, est au minimum capable de rester connectée avec le réseau auquel elle est raccordée, dans les plages de tension du réseau (exprimée par la tension au point de raccordement rapportée à la tension de référence 1 pu) et pendant les durées suivantes :

1° lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette dernière valeur non incluse):

a) sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,118 pu ; et

b) pendant une durée minimale de vingt minutes dans la plage de tension entre 1,118 pu et 1,15 pu ;

2° lorsque la base de tension pour les valeurs pu est plus élevée que 300 kV :

a) sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,05 pu ; et

b) pendant une durée minimale de vingt minutes dans la plage de tension entre 1,05 pu et 1,10 pu.

§ 2. En application de l'article 13, paragraphe 7, du code de réseau européen DCC, la plage de tension fixées par le gestionnaire du réseau de transport compétent à respecter à son point de raccordement par tout CDS raccordé au réseau de transport ou, le cas échéant, au réseau de transport local, à une tension inférieure à 110 kV au point de raccordement est la suivante :

Plage de tension	Durée
------------------	-------

0,90 pu – 1,118 pu	Illimité
--------------------	----------

Les niveaux de tension auxquelles cette plage de tension s'appliquent sont les suivants : 6 kV, 10 kV, 11 kV, 12 kV, 15 kV, 26 kV, 30 kV, 36 kV et 70 kV.

Section 3. Exigences techniques complémentaires en matière de court-circuit

Art. 75. Conformément à l'article 14, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen DCC, le gestionnaire du réseau de transport fixe, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent, le courant maximal de court-circuit au point de raccordement que toute installation de l'utilisateur du réseau de transport, visée à l'article 35, § 3, 1° à 4°, est capable de supporter, en fonction du niveau de tension à son point de raccordement.

Section 4. Exigences techniques complémentaires en matière de puissance réactive

Art. 76. § 1^{er}. En application de l'article 15, paragraphe 1^{er}, a) et b), du code de réseau européen DCC, les installations de consommation ainsi que les CDS visés à l'article 35, § 3, 1° et 4°, disposent des capacités nécessaires afin d'être capables de maintenir le point de fonctionnement de leur point de raccordement en régime permanent dans les plages de puissance réactive suivantes, spécifiées dans le cadre juridique pertinent :

1° la plage effective de puissance réactive pour l'absorption de puissance réactive ne dépasse pas 33 % de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour l'absorption de puissance réactive, si la tension au point de raccordement est égale à ou dépasse 30 kV; et

2° la plage effective de puissance réactive pour l'absorption de puissance réactive ne dépasse pas 21 % de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour l'absorption de puissance réactive, si la tension au point de raccordement est inférieure à 30 kV ; et

3° la plage effective de puissance réactive pour la fourniture de puissance réactive ne dépasse pas 15 % de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour la fourniture de puissance réactive. Il est entendu que la puissance active maximale en soutirage ou la puissance active maximale en injection est égale à la puissance mise à disposition, elle-même fixée dans le cadre juridique pertinent.

Ces capacités sont démontrées par l'utilisateur du réseau de transport pour ses installations de consommation ou pour son CDS au gestionnaire du réseau de transport, en sa capacité de gestionnaire du réseau de transport compétent, pour un nombre limité de scénarios de référence prédéfinis et décrits dans le cadre juridique pertinent mais n'excluent pas l'absorption ou la fourniture de puissance réactive en fonctionnement opérationnel en dehors des plages mentionnées ci-dessus.

D'autres limites que celles fixées ci-dessus peuvent être fixées pour un point de raccordement sur base d'une analyse réalisée conjointement par le gestionnaire du réseau de transport, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent, et par les propriétaires des installations de consommation visées à l'article 35, § 3, 1°, ou par le gestionnaire du CDS, conformément à l'article 15, paragraphe 1^{er}, b) et c), du code de réseau européen DCC.

§ 2. En application de l'article 15, paragraphe 2, du code de réseau européen DCC, les

réseaux fermés de distribution raccordés au réseau de transport disposent des capacités nécessaires afin d'être capables de ne pas fournir de puissance réactive (à la tension de référence 1 pu) au niveau de leur point de raccordement pour une puissance active inférieure à 25 % de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, étant entendu que la puissance active maximale en soutirage ou la puissance active maximale en injection est égale à la puissance mise à disposition elle-même fixée dans le cadre juridique pertinent.

Lorsque les moyens disponibles ne suffisent pas au respect de l'alinéa 1^{er} et qu'un investissement s'avère nécessaire, une analyse conjointe entre le gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent et le gestionnaire du CDS sera réalisée conformément à l'article 15, paragraphe 2, du code européen de réseau DCC.

Cette étude conjointe a les objectifs suivants :

1° vérifier si ce qui est prévu à l'alinéa 1^{er} est justifié pour le point de raccordement individuellement ou l'est seulement pour un ensemble de points de raccordement ;

2° garantir que, si un investissement doit être réalisé, il correspond à la solution qui répond le mieux notamment aux contraintes techniques et économiques.

Section 5. Exigences techniques complémentaires en matière d'échange d'informations

Art. 77. En application de l'article 18 du code de réseau européen DCC, toute installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 35, § 3, applique, pour ses échanges de données en temps réel avec le gestionnaire du réseau de transport, les normes qui sont publiés sur le site internet du gestionnaire du réseau de transport, agissant en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent.

Ces standards sont mis en œuvre sur des lignes privées de transmission de données, à l'exclusion de l'internet public, pour des raisons de fiabilité et de cybersécurité. Ces lignes et leur alimentation sont redondantes aux deux extrémités avec une autonomie de plusieurs heures.

Section 6. Exigences techniques complémentaires relatives à la déconnexion et reconexion

Art. 78. § 1^{er}. En application de l'article 19, paragraphe 1^{er}, a) à c), du code de réseau européen DCC, le gestionnaire du réseau de transport peut exiger, conformément au plan de défense du réseau, que toute nouvelle installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 35, § 3, 1^o et 4^o, dispose de capacités lui permettant une déconnexion automatique en fréquence basse, dans le respect des critères fixés au niveau européen.

§ 2. En application de l'article 19, paragraphe 4, a) à c), du code de réseau européen DCC, toute installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 35, § 3, 1^o et 4^o, ne peut se reconnecter automatiquement après une déconnexion que dans le cas où le cadre juridique pertinent, l'y autorise expressément. Dans ce cas, cette reconnexion après déconnexion doit respecter les plages de fréquence fixées à l'article 73 et les conditions spécifiques précisées dans le cadre juridique pertinent.

L'installation visée ci-dessus peut être déconnectée à distance du réseau de transport uniquement lorsque cette déconnexion à distance est autorisée dans le cadre juridique

pertinent. Dans ce cas, la déconnexion doit être effective dans les dix minutes, sauf autre délai spécifique fixé dans le cadre juridique pertinent.

Chapitre 2. Exigences techniques complémentaires de nouvelles unités de consommation utilisées par une installation de consommation ou par un réseau fermé industriel pour fournir des services de gestion de la demande

Art. 79. Le présent article complète les dispositions spécifiques du code de réseau européen DCC pour les unités de consommation avec gestion de la demande pour régler la puissance active, gestion de la demande pour régler la puissance réactive ou gestion de la demande pour gérer les contraintes de transit.

En application de l'article 28, paragraphe 2, a), du code de réseau européen DCC, les unités de consommation visées par la présente section sont capables de fonctionner dans les plages de fréquence indiquées à l'article 73 ou dans des plages plus étendues fixées dans le cadre juridique pertinent. Il en va de même pour les plages de tension, en application de l'article 28, paragraphe 2, b), du code de réseau européen DCC, qui sont indiquées à l'article 74.

En application de l'article 28, paragraphe 2, c), du code de réseau européen DCC, les unités de consommation visées par la présente section respectent les plages de tension fixées à l'article 74.

En application de l'article 28, paragraphe 2, f) et j), du code de réseau européen DCC, le délai d'ajustement de la consommation d'électricité des unités de consommation visées par la présente section, à des fins autres que les services auxiliaires, est déterminé par le gestionnaire du réseau de transport et mis à disposition sur son site internet.

En application de l'article 28, paragraphe 2, f) et i), du code de réseau européen DCC, les modalités de la notification pour l'ajustement de la consommation d'électricité des unités de consommation visées par la présente section, à des fins autres que les services auxiliaires, sont fixées par le gestionnaire du réseau de transport. Il en va de même pour les spécifications techniques qui permettent le transfert d'informations relatif à cet ajustement de la consommation d'électricité, au sens de l'article 28, paragraphe 2, e) et l), du code de réseau européen DCC. Ces spécifications techniques sont également mises à la disposition par le gestionnaire du réseau de transport sur son site internet.

Les valeurs de la vitesse de variation de la fréquence à supporter par les unités de consommation visées dans le présent article sont celles fixées à l'article 83, § 2, pour toutes les unités de production d'électricité.

Art. 80. Le présent article complète les dispositions spécifiques de l'article 29 du code de réseau européen DCC pour les unités de consommation visées à l'article 35, § 3, 5°, avec réglage de la fréquence du réseau pour la participation active de la demande.

En application de l'article 29, paragraphe 2, a), du code de réseau européen DCC, elles sont capables de fonctionner dans les plages de fréquence indiquées à l'article 73 ou dans des plages plus étendues fixées dans le cadre juridique pertinent.

En application de l'article 29, paragraphe 2, c), du code de réseau européen DCC, les unités de consommation visées par la présente section respectent les plages de tension fixées à l'article 74, § 2.

En application de l'article 29, paragraphe 2, d), du code de réseau européen DCC, la largeur du système de régulation insensible dans une bande morte autour de la fréquence

nominale du réseau de 50,00 Hz, est de ± 200 mHz.

En application de l'article 29, paragraphe 2, e), du code de réseau européen DCC, la variation maximale de la fréquence par rapport à la fréquence nominale du réseau de 50,00 Hz est de 49 Hz à 51.5 Hz.

En application de l'article 29, paragraphe 2, g), du code de réseau européen DCC, les installations de consommation visées par la présente section sont capables de détecter et de traiter rapidement les variations de fréquence du réseau avec une réaction équivalente proportionnelle de toutes les installations de consommation visées par la présente section par rapport à la variation de fréquence : suivant un statisme équivalent réglable entre 2 et 12%.

Titre 3 – Exigences techniques complémentaires pour les unités de production d'électricité considérées comme nouvelles conformément à l'article 36

Chapitre 1^{er}. Dispositions générales

Art. 81. Le présent titre fixe des exigences techniques complémentaires, par rapport à celles fixées dans le code de réseau européen RfG. Elles s'appliquent pour le raccordement d'unités de production d'électricité considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, ainsi que pour le raccordement des unités de pompage-turbinage qui satisfont aux exigences techniques fixées dans l'article 3, alinéa 2, d), du code de réseau européen RfG, à savoir celles pour lesquelles l'unité de pompage-turbinage est active dans ses deux modes de fonctionnement (pompage et turbinage).

Les chapitres repris dans le présent titre visent respectivement :

1° les exigences techniques complémentaires générales relatives aux unités de production d'électricité de types A, B, C et D en général ;

2° les exigences techniques complémentaires relatives aux unités de production d'électricité synchrones de types A, B, C et D ;

3° les exigences techniques complémentaires relatives aux parcs non synchrones de générateurs de types A, B, C et D.

Chapitre 2. Exigences techniques complémentaires générales relatives aux unités de production d'électricité de types A, B, C et D considérées comme nouvelles conformément à l'article 36

Section 1^{re}. Exigences techniques complémentaires relatives aux protections

Art. 82. Les exigences techniques complémentaires en matière de protection fixées aux articles 60 et 61 sont également applicables à toute unité de production d'électricité considérée comme nouvelle conformément à l'article 36, raccordée au réseau de transport, qu'elle soit de type A, B, C ou D.

Section 2. Exigences techniques complémentaires relatives à la fréquence

Art. 83. § 1^{er}. En application de l'article 13, paragraphe 1^{er}, a), i), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité, qu'elle soit de type A, B, C ou D, visée à l'article 35, § 2, est capable de pouvoir fonctionner au minimum en mode

synchrone avec le réseau auquel elle est raccordée, dans les plages de fréquence et pendant les durées suivantes :

1° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 47.5 Hz (inclus) et 48,5 Hz ; et

2° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 48,5 Hz (inclus) et 49 Hz ; et

3° sans limite dans le temps si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 49 Hz (inclus) et 51 Hz (inclus) ; et

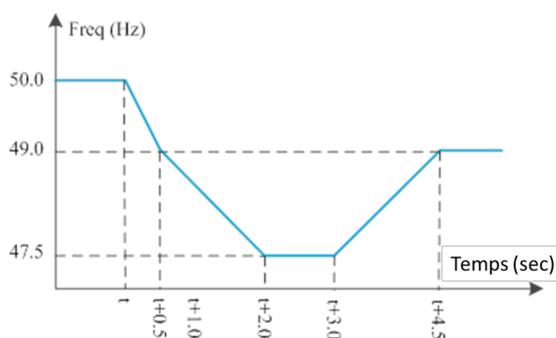
4° pendant une durée minimale de trente minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise au-delà de 51 Hz et jusqu'à 51,5Hz.

En application de l'article 13, paragraphe 1^{er}, a), ii et iii, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité qu'elle soit de type B, C ou D raccordée au réseau de transport, fonctionne en mode synchrone avec le réseau de transport pendant un temps déterminé de commun accord entre cette unité de production d'électricité et le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 51,5 Hz et 52,5 Hz.

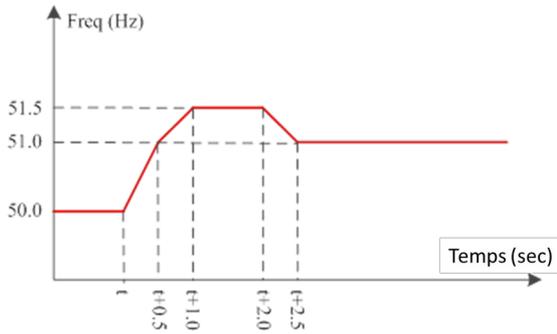
Quant aux unités de production d'électricité de type A raccordées au réseau de transport, le propriétaire communique la durée de fonctionnement technique au gestionnaire du réseau de transport et il la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

§ 2. En application de l'article 13, paragraphe 1^{er}, b), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité, qu'elle soit de type A, B, C ou D visée à l'article 35, § 2, dispose de la capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence et de rester connectée au réseau auquel elle est raccordée, selon les profils de sous-fréquence et surfréquence ci-dessous :

Profil de sous-fréquence



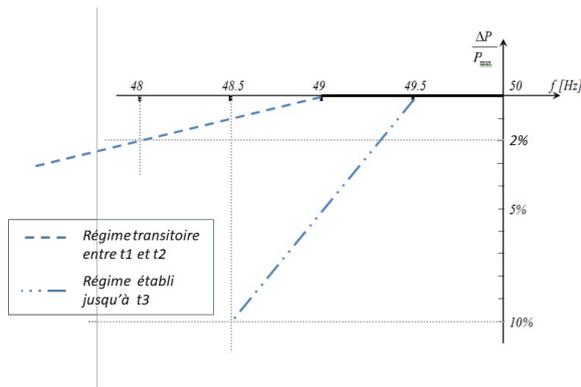
Profil de surfréquence



Le cas échéant, le réglage de la protection de découplage lié à la vitesse de variation de fréquence pour les unités de production d'électricité de type A, B, C ou D raccordées au réseau de transport est supérieur à 2 Hz par seconde, mesuré sur une durée moyenne de 500 millisecondes. La protection de découplage n'est pas en conflit avec les exigences de durée de fonctionnement minimales fixées au paragraphe 1^{er} pour les différentes plages de fréquence. Pour des raisons techniques ou de sécurité de ces unités de production d'électricité, ce seuil de 2 Hz par seconde peut être réduit conformément au cadre juridique pertinent.

§ 3. En application de l'article 13, paragraphe 2, f), i, du code de réseau européen RfG, une fois atteint son niveau de régulation minimal, toute unité de production d'électricité, qu'elle soit de type A, B, C ou D, visée à l'article 35, § 2, est capable de maintenir à ce niveau la production de puissance active.

§ 4. En application de l'article 13, paragraphe 4, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité, qu'elle soit de type A, B, C ou D, visée à l'article 35, § 2, en cas de baisse de fréquence en-dessous de 49 Hz, lorsqu'elle présente des limitations techniques pour maintenir une puissance active constante, est autorisée par le gestionnaire du réseau de transport, à réduire la puissance active en respectant les limites de la période de régime transitoire (entre t1 et t2) et de régime établi (jusqu'à t3) telles que définies ci-dessous :



	Paramètres	Réglage
Période de régime transitoire	Seuil de fréquence	49 Hz
	Limite	2 % / Hz

	t 1 (début)	≤ 2 s
	t 2 (fin)	30 s
Période de régime établi	Seuil de fréquence	49.5 Hz
	Limite	10 % / Hz
	t 3 (fin)	30 minutes

Pour les cas des parcs non-synchrones de générateurs, la réduction de puissance active maximale n'est pas autorisée au-delà de 49 Hz. Toutefois, pour les valeurs en-deçà de ce seuil de 49 Hz, une réduction de puissance active maximale de 2% par Hz est admissible par le gestionnaire du réseau de transport (valable pendant la période de régime transitoire (entre t1 et t2) et le régime établi (jusqu'à t3)).

En application de l'article 13, paragraphe 5, du code de réseau européen RfG, les conditions ambiantes applicables à la réduction admissible de puissance active par rapport à la puissance maximale sont définies comme suit :

1° altitude: 400 m à 500 m ;

2° humidité: 15 à 20 g H₂O/1 kg d'air ;

3° température : 0°C.

§ 5. En application de l'article 13, paragraphe 6, du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport peut imposer à toute unité de production d'électricité de type A raccordée au réseau de transport, dans le cadre juridique pertinent, les caractéristiques des équipements permettant de commander à distance l'arrêt de production de puissance active de cette unité de production d'électricité, sur base de signaux envoyés par le gestionnaire du réseau de transport.

§ 6. En application de l'article 13, paragraphe 7, du code de réseau européen RfG, la connexion automatique de toute unité de production d'électricité de type A visée à l'article 35, § 2, répond aux conditions suivantes :

1° la fréquence se situe entre 49.9 Hz et 50.1 Hz ; et

2° le niveau de tension se situe entre 0.85 pu et 1,1 pu ; et

3° la temporisation minimale avant reconnexion est d'une durée de soixante secondes.

Suite à la reconnexion, la vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active est limitable à 20 % du P_{max} par minute. En cas de connexion suite à une perturbation sur les réseaux dans la zone de réglage, la vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active est limitable à 10 % du P_{max} par minute.

Toute unité de production d'électricité de type B ou C raccordée au réseau de transport

est soumise à l'autorisation préalable du gestionnaire du réseau de transport, selon ce qui est prévu par le cadre juridique pertinent, pour pouvoir se connecter automatiquement au réseau de transport.

En application de l'article 14, paragraphe 4, du code de réseau européen RfG, la reconnexion au réseau après une déconnexion fortuite de toute unité de production d'électricité de type B, C et D visée à l'article 35, § 2, répond en outre aux conditions suivantes :

1° la fréquence se situe entre 49.9 Hz et 50.1 Hz ; et

2° le niveau de tension se situe entre 0.9 pu et 1,1 pu ; et

3° la temporisation minimale avant reconnexion est d'une durée de soixante secondes.

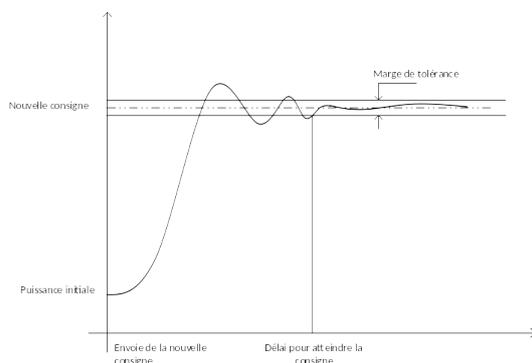
Suite à la reconnexion, la vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active est limitable à 10 % du Pmax par minute.

La reconnexion automatique après une déconnexion fortuite est interdite pour toute unité de production d'électricité de type B, C ou D raccordée au réseau de transport, sauf autorisation préalable du gestionnaire du réseau de transport, dans le cadre juridique pertinent, de pouvoir se connecter automatiquement au réseau de transport.

§ 7. En application de l'article 14, paragraphe 2, b), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport peut imposer à toute unité de production d'électricité de type B raccordée au réseau de transport, dans le cadre juridique pertinent, des équipements supplémentaires pour contrôler et réduire à distance la production de puissance active de cette unité de production d'électricité.

§ 8. En application de l'article 15, paragraphe 2, a) et b), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport fixe pour toute unité de production d'électricité de type C ou D raccordée au réseau de transport, dans le cadre juridique pertinent, le délai minimal dans lequel la consigne ajustée de puissance active de cette unité de production d'électricité doit être atteinte et l'éventuelle marge de tolérance applicable à la nouvelle consigne et au délai pour l'atteindre.

La marge de tolérance est fixée selon le diagramme ci-dessous :



Pour le cas d'une action manuelle locale, la consigne est atteinte dans un délai de quinze minutes et avec une précision de 10% de la consigne de puissance active.

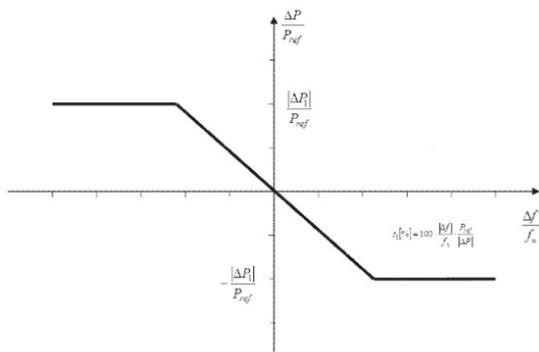
§ 9. En application de l'article 15, paragraphe 2, d), i), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport fixe pour toute unité de production d'électricité

raccordée au réseau de transport, qu'elle soit de type C ou D, dans le cadre juridique pertinent, les paramètres à respecter en mode de sensibilité à la fréquence (mode FSM). L'unité de production d'électricité est capable de fournir une réponse en puissance active aux variations de fréquence en respectant au moins les paramètres suivants :

Paramètres de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode FSM (explications pour le diagramme)

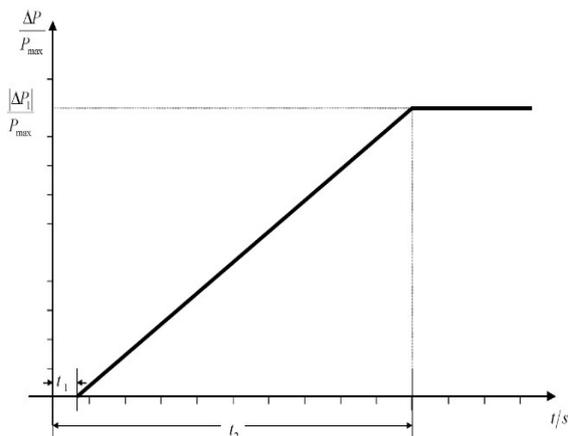
Paramètres		Plages
Plage de puissance active par rapport à la puissance maximale $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		Au minimum 2% et ne pouvant pas dépasser 10%
Insensibilité de la réponse à une variation de fréquence	$ \Delta f_i $	Au maximum 10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	Au maximum 0,02 %
Bande morte de la réponse à une variation de fréquence		Bande morte de 0 mHz et ajustable entre 0 et 500 mHz
Statisme s_1		Ajustable de façon à garantir une activation uniforme de $ \Delta P_1 /P_{\max}$ couvrant la bande de réglage de fréquence
Pref		Pour les unités de production d'électricité synchrones : Définie comme la puissance maximale Pour les unités de production d'électricité non-synchrones : Définie comme la production d'électricité effective au moment où est atteint le seuil FSM ou la puissance maximale en alignement avec les dispositions prévues aux articles 92, §§ 1 ^{er} , et 2

Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité en mode FSM, dans le cas d'une bande morte et d'une insensibilité nulle.



P_{ref} est la puissance active de référence à laquelle ΔP est liée. ΔP est la variation de la production de puissance active de l'unité de production d'électricité. f_n est la fréquence nominale (50 Hz) du réseau et Δf est la variation de la fréquence.

En application de l'article 15, paragraphe 2, d), ii à v, du code de réseau européen RfG, la capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence est définie selon les valeurs ci-après :



Paramètre	Valeur
t1	2 secondes au maximum pour une unité de production d'électricité avec inertie (unité de production d'électricité synchrone) 500 millisecondes au maximum pour une unité de production d'électricité sans inertie (parc non synchrone de

	générateurs)
t2	30 secondes (15 secondes pour 50% de la variation de fréquence maximale)
Durée de fourniture en pleine puissance	Minimum 15 minutes

§ 10. En application de l'article 15, paragraphe 2, e), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport fixe, dans le cadre juridique pertinent, les spécifications requises de toute unité de production d'électricité raccordée au réseau de transport, qu'elle soit de type C ou D, en ce qui concerne la restauration de la fréquence. L'unité de production d'électricité est capable, dans ce cadre, de fournir le service de restauration de la fréquence avec activation automatique de réseau, de façon automatique et continue sur base d'une consigne, ainsi que de renvoyer en temps réel et de manière continue un signal de confirmation de son activation.

§ 11. En application de l'article 15, paragraphe 2, g), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité raccordée au réseau de transport, qu'elle soit de type C ou D, est capable de transmettre les signaux complémentaires fixés par le gestionnaire du réseau de transport de commun accord avec l'utilisateur du réseau de transport concerné, dans le cadre juridique pertinent.

§ 12. En application de l'article 15, paragraphe 6, e), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport spécifie les limites minimales et maximales du taux de variation de la puissance active, s'agissant de la production d'électricité tant à la hausse qu'à la baisse de cette puissance, qui sont requises pour une unité de production d'électricité de type C ou D raccordée au réseau de transport.

Section 3. Exigences techniques complémentaires relatives à la gestion générale du réseau, en ce compris les dispositions d'échanges d'information

Art. 84. En application de l'article 14, paragraphe 5, d), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité raccordée au réseau de transport, de type B, C ou D, est capable d'échanger avec le gestionnaire du réseau de transport les informations suivantes en temps réel :

1° la position des disjoncteurs au point de raccordement ou en un autre point d'interaction avec le réseau de transport, tel que convenu avec le gestionnaire du réseau de transport conformément au cadre juridique pertinent ;

2° la puissance active et réactive au point de raccordement ou en un autre point d'interaction avec le réseau de transport, tel que convenu avec le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent, ainsi que la puissance active et réactive nette dans le cas d'un prélèvement autre que l'alimentation des auxiliaires de l'unité de production d'électricité.

Dans le cas où cette information n'est pas disponible et si cette alternative est prévue

dans les spécifications publiées par le gestionnaire de réseau de transport visées à l'article 14, paragraphe 5, d) i), du code de réseau européen RfG ou dans le cadre juridique pertinent, l'utilisateur du réseau de transport communique la puissance active et réactive brute par dérogation à l'alinéa 1^{er}.

Le gestionnaire du réseau de transport fixe dans le cadre juridique pertinent la liste complète des informations à lui communiquer, outre les informations prévues ci-dessus, ainsi que les protocoles et infrastructures de communication.

Section 4. Exigences techniques complémentaires relatives à la stabilité en tension

Art. 85. § 1^{er}. En application de l'article 15, paragraphe 3 et 16, paragraphe 2, c), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport peut exiger, en sa qualité de gestionnaire de réseau compétent, qu'une unité de production d'électricité de type C ou D raccordée au réseau de transport, dispose de capacités lui permettant une déconnexion automatique, selon ce qui est prévu par le cadre juridique pertinent. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de transport convient, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent, des modalités et réglages de la déconnexion automatique de cette unité de production d'électricité de type C ou D. A cet effet, le propriétaire de l'unité de production d'électricité concernée communique ces réglages des protections au gestionnaire du réseau de transport pour que ce dernier les valide.

§ 2. Toute unité de production d'électricité de type A, B, C raccordée au réseau de transport reste connectée au réseau de transport et aux réseaux de transport local dans les plages de tension suivantes :

	Plages de tension	Durée de fonctionnement
Niveaux de tension inférieur à 300 kV	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.118 pu	Illimité
	1.118 pu – 1.15 pu	A convenir entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production d'électricité, dans le contrat de raccor-

		dement
Niveaux de tension supérieurs à 300 kV (pour un raccordement au réseau 380 kV, 1 pu = 400 kV)	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.05 pu	Illimité
	1.05pu – 1.10 pu	A convenir entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production d'électricité, dans le contrat de raccordement

En application de l'article 16, paragraphe 2, a) et b), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité de type D raccordée au réseau de transport ou aux réseaux de transport local reste connectée au réseau de transport et aux réseaux de transport local dans les plages de tension suivantes :

	Plages de tension	Durée de fonctionnement
	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.118 pu	Illimité
	1.118 pu – 1.15 pu	20 minutes
	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.05 pu	Illimité
	1.05 pu – 1.10 pu	20 minutes

Chaque propriétaire d'unité de production d'électricité ou unité de production d'électricité locale ayant un point d'accès au réseau de transport, de types B, C ou D, à l'exception des unités de production d'électricité situées au sein d'un CDS, communique au gestionnaire du réseau de transport, selon ce qui est prévu par le cadre juridique pertinent, la capacité totale en puissance réactive de ce parc, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées de commun accord avec l'utilisateur du réseau de transport concerné et fixées dans le cadre juridique pertinent ou conformément aux obligations visées au livre 5 du présent arrêté.

Section 5. Exigences techniques complémentaires relatives à la reconstitution du réseau

Art. 86. En application de l'article 15, paragraphe .5, b) et c), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, est capable de se déconnecter du réseau auquel cette unité de production d'électricité est raccordée et de se resynchroniser rapidement, en application de la stratégie de protection convenue entre le gestionnaire du réseau de transport et le propriétaire de l'unité de production d'électricité concernée, ainsi que, le cas échéant, avec le gestionnaire du réseau ~~du réseau~~ auquel cette unité de production d'électricité est raccordée comme fixé dans le cadre juridique pertinent.

Une unité de production d'électricité de type C ou D raccordée au réseau de transport dont le temps de resynchronisation est supérieur à quinze minutes après sa déconnexion est capable de se déconnecter quel que soit le point d'opération dans lequel l'unité de production d'électricité se situe dans le diagramme de sa capacité P-Q. Dans ce cas, l'identification d'une opération de déconnexion ne se limite pas aux signaux des réglages des protections. La stratégie de protection est convenue entre le gestionnaire du réseau de transport et le propriétaire de l'unité de production d'électricité concernée et fixée dans le cadre juridique pertinent.

Toute unité de production d'électricité de type C ou D raccordée au réseau de transport est capable de fonctionner de façon autonome après une déconnexion, malgré l'absence de toute connexion de ses auxiliaires au réseau auquel cette unité de production d'électricité est raccordée. Le temps minimum d'opération est fixé par le gestionnaire de réseau compétent auquel cette unité de production d'électricité est raccordée, en coordination avec le gestionnaire du réseau de transport, en tenant compte des caractéristiques de la technologie liée à l'énergie primaire.

Section 6. Exigences techniques complémentaires relatives à la gestion générale du réseau

Art. 87. En application de l'article 15, paragraphe 6, a), du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, fixe les critères de détection de la perte de stabilité angulaire ou la perte des régulateurs de cette unité de production d'électricité, et par conséquent sa capacité dans ce cas à se déconnecter automatiquement du réseau auquel elle est raccordée.

En application de l'article 15, paragraphe 6, b), du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, fixe les caractéristiques de l'instrumentation, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire du réseau de transport compétent. Le dans le cadre juridique pertinent reprend à cet égard les paramètres de qualité de la fourniture, les critères du déclenchement du dispositif d'enregistrement des défauts et des oscillations de puissance, le temps d'échantillonnage, ainsi que les modalités d'accès aux données

enregistrées.

En application de l'article 15, paragraphe 6, c), du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, fixe les modèles de simulation à fournir par le propriétaire de cette unité de production d'électricité, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire du réseau de transport compétent. Ceux-ci reflètent le comportement de l'unité de production d'électricité en régime établi et en régime transitoire. Selon les cas, le cadre juridique pertinent exige également un modèle représentant les phénomènes électromagnétiques transitoires. Le cadre juridique pertinent fixe les formats des modèles de simulation, la documentation à communiquer dans ce cadre et les paramètres relatifs à la capacité de court-circuit.

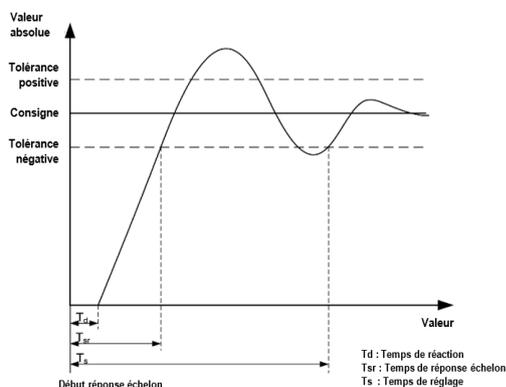
En application de l'article 15, paragraphe 6, d), du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, fixe les exigences convenues avec le propriétaire de l'unité de production d'électricité et le cas échéant en coordination avec le gestionnaire du réseau de transport compétent, relatives à l'installation de dispositifs additionnels pour le fonctionnement ou pour la sûreté du réseau.

En application de l'article 15, paragraphe 6, f), du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de toute unité de production d'électricité de type C ou D visée à l'article 35, § 2, fixe les exigences relatives aux dispositifs de mise à la terre du point neutre du côté réseau des transformateurs élévateurs, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire du réseau de transport compétent.

Chapitre 2. Exigences techniques complémentaires relatives aux unités de production d'électricité synchrones de types A, B, C et D considérées comme nouvelles conformément à l'article 36

Section 1^{re}. Exigences techniques complémentaires relatives à la fréquence

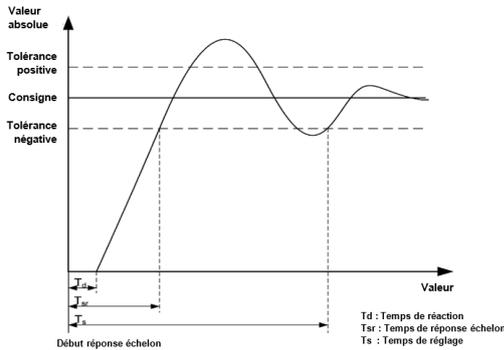
Art. 88. § 1^{er}. En application de l'article 13, paragraphe 2., a), c), d) et f), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone, qu'elle soit de type A, B, C ou D visée à l'article 35, § 2, en mode de réglage restreint à la surfréquence (mode LFSM-O), est capable d'activer la fourniture de la réponse en puissance active aux variations de fréquence selon les valeurs ci-après. Une fois le seuil de fréquence minimum atteint, le mode opérationnel se poursuit au même niveau, sans variation subséquente (pas de diminution supplémentaire pour une augmentation de fréquence supplémentaire).



Paramètre	Réglage SPGM
Seuil de fréquence	50,2 Hz
Statisme	5% (réglable entre 2% et 12%)
Puissance de référence Pref	Puissance maximale
Temps de réaction	Par défaut aussi rapidement que techniquement possible (sans délai intentionnel), des dispositions spécifiques pourraient être applicables en accord avec le gestionnaire du réseau de transport.
Temps de réponse échelon	<p>≤ 5 minutes pour une augmentation de puissance active de 20% de Pmax. Une réaction lente n'est pas d'application pour le cas d'une augmentation qui suit rapidement (en quelques secondes) une phase de diminution)</p> <p>≤ 8 secondes pour une diminution de puissance active de 45 % de Pmax</p>
Temps de réglage	<p>≤ 6 minutes pour une augmentation de puissance active (Une réaction lente n'est pas d'application pour le cas d'une augmentation qui suit rapidement une phase de diminution)</p> <p>≤ 30s pour une diminution de puissance active</p>

§ 2. En application de l'article 15, paragraphe 2, c), i), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone, qu'elle soit de type C ou D visée à

l'article 35, § 2, en mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U), est capable d'activer la fourniture de la réponse en puissance active aux variations de sous-fréquence selon les valeurs ci-après :

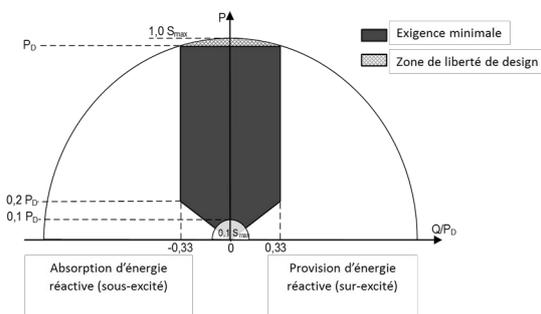


Paramètre	Réglage SPGM
Seuil de fréquence	49.8 Hz
Statisme	5% (réglable entre 2% et 12%)
Puissance de référence Pref	Puissance maximale
Temps de réaction	Par défaut aussi rapidement que techniquement possible (sans délai intentionnel), des dispositions spécifiques pourraient être applicables en accord avec le gestionnaire du réseau de transport.
Temps de réponse échelon	<p>≤ 5 minutes pour une augmentation de puissance active de 20% de Pmax. Une réaction lente n'est pas d'application pour le cas d'une augmentation qui suit rapidement (quelques secondes) une phase de diminution.</p> <p>≤ 8 secondes pour une diminution de puissance active de 45</p>

	% de Pmax
Temps de réglage	<p>≤ 6 minutes pour une augmentation de puissance active (Une réaction lente n'est pas d'application pour le cas d'une augmentation qui suit rapidement (quelques secondes) une phase de diminution)</p> <p>≤ 30 secondes pour une diminution de puissance active</p>

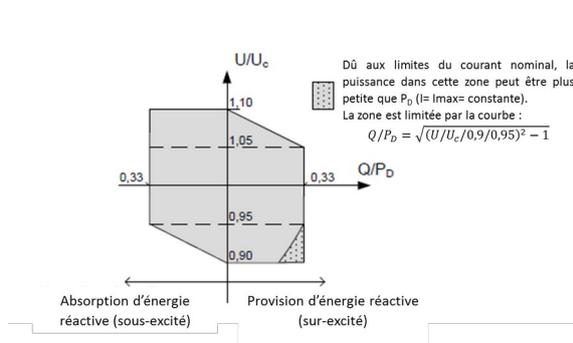
Section 2. Exigences techniques complémentaires relatives à la stabilité en tension et à la capacité en puissance réactive

Art. 89. § 1^{er}. En application de l'article 17, paragraphe 2, a), et 18, paragraphe 2, c), du code de réseau européen RfG, une unité de production d'électricité synchrone de type B, C ou D raccordée au réseau de transport est capable de fournir/absorber de la puissance réactive selon les diagrammes suivants :

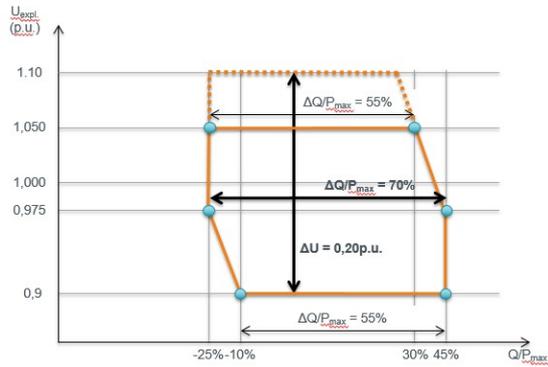


Courbe de capacité pour les SPGM de type B.

Où P_D représente la puissance active maximale pouvant être produite en cas de demande de production de puissance réactive maximale (donc égale à $0,95 \cdot S_{nom}$).



Profil U_c - Q/P_D pour les SPGM de type B permettant de visualiser les exigences en puissance réactive pour des tensions différentes de 1 pu.



Courbe de capacité pour les SPGM de types C et D.

En application de l'article 18, paragraphe 2, c), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de type C ou D raccordée au réseau de transport est capable d'un réglage de la tension en tout point de fonctionnement des limites fixées dans le diagramme de capacité P-Q repris dans l'alinéa 1^{er}.

Le niveau de tension maximum de 1.10 pu est considéré comme 1.05 pu en cas de raccordement à un niveau de tension supérieure à 300 kV (si raccordé au réseau 380 kV, 1 pu = 400 kV).

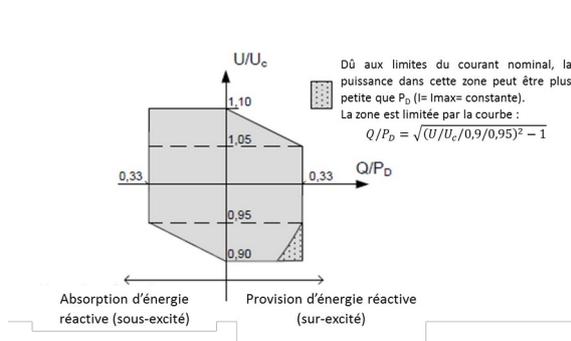
Par exception au principe fixé à l'article 37, § 2, pour une unité de production d'électricité synchrone de type B raccordée au réseau de transport, cette exigence technique est fixée aux bornes du secondaire du transformateur élévateur s'il existe, ou aux bornes de l'alternateur de l'unité de production d'électricité.

§ 2. En application de l'article 17, paragraphe 2, b), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de type B raccordée au réseau de transport est capable d'un réglage de la tension correspondant aux modes de contrôle suivants, sur base d'un contrôle à distance :

1° l'injection/absorption en puissance réactive (Q_{fix}) est maintenue de manière constante dans les capacités P-Q et U-Q/P_{max} défini en paragraphe 1^{er} ; et

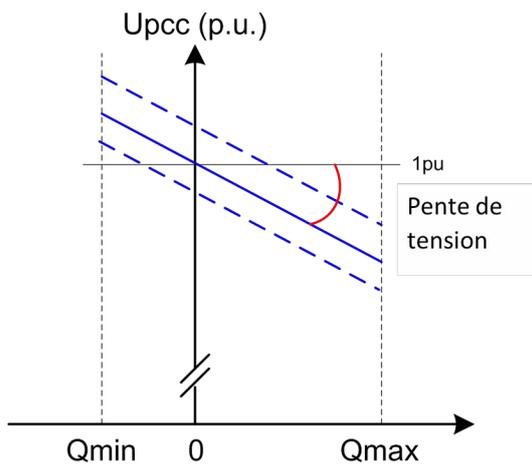
2° la tension de l'alternateur (U_{alt}) est maintenue de manière constante dans les capacités P-Q et U-Q/P_{max} défini en paragraphe 1^{er}.

La vitesse de réaction au sein des diagrammes de capacité P-Q et U-Q/P_{max} (défini au paragraphe 1^{er}) est fixé dans le cadre juridique pertinent de l'unité de production d'électricité synchrone.



Profil $U/U_c - Q/P_D$ pour les SPGM de type B permettant de visualiser les exigences en puissance réactive pour des tensions différentes de 1 pu.

§ 3. En application des articles 19, paragraphe 2, a), et 21, paragraphe 3, d), du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de type C ou D raccordée au réseau de transport satisfait aux exigences relatives à la stabilité en tension au point de raccordement selon le diagramme suivant, dans le respect des principes fixés aux articles 62 à 64 et 66 à 69:



Principes du contrôle de la tension et de la

puissance réactive.

U_{pcc} indique la tension au niveau du point de raccordement.

En application de ce diagramme, le gain de la boucle de réglage est fixé dans le cadre juridique pertinent par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec le propriétaire de l'unité de production d'électricité synchrone concernée, de telle sorte que le coefficient de sensibilité relative α_{eq} soit compris entre 18 et 25, tel qu'exprimé dans la formule ci-dessous:

$$\alpha_{eq} = - \frac{\left(\frac{\Delta Q_{net}}{0,45 \times P_{nom}} \right)}{\left(\frac{\Delta U_{net}}{U_{norm, exp}} \right)}$$

où les coefficients utilisés ont le sens donné à l'article 67.

P_{nom} devient P_{max} .

Les valeurs pour α_{eq} peuvent être transformées et sont en ligne avec les valeurs pour la pente de tension, dans un intervalle de et au moins 2 à 7%, tel que précisé dans l'article 21, paragraphe 3, d), ii, du code de réseau européen RfG.

§ 4. En application de l'article 18, paragraphe 2, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de type C et D raccordée au réseau de transport est capable de satisfaire aux exigences techniques minimales et aux paramètres de réglage en matière de stabilité de la tension au point de raccordement, tels que fixés à l'article 69.

La vitesse de réaction au sein des diagrammes de capacité P-Q et U-Q/ P_{max} , définie au paragraphe 1^{er}, est fixée dans le cadre juridique pertinent de l'unité de production

d'électricité synchrone .

§ 5. En application de l'article 19, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, le cadre juridique pertinent de chaque unité de production d'électricité synchrone de type D fixe, le cas échéant, les capacités techniques de ces unités pour contribuer à la stabilité angulaire dans les situations de défaut. Ces capacités sont fixées par le gestionnaire du réseau de transport, en collaboration avec le propriétaire de l'unité de production d'électricité concernée.

§ 6. Chaque propriétaire d'une unité de production d'électricité synchrone de type B, C ou D ayant un point d'accès au réseau de transport, à l'exception des unités de production d'électricité synchrones situées au sein d'un CDS, communique au gestionnaire du réseau de transport sa capacité totale en puissance réactive, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

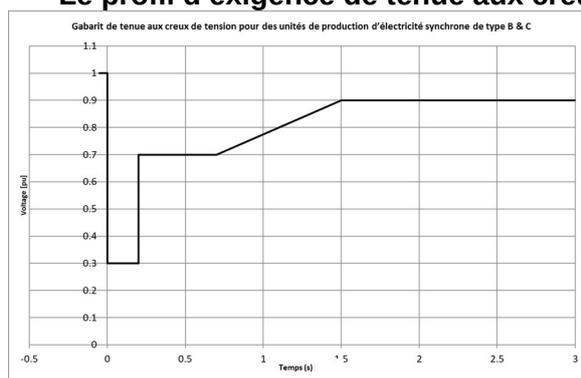
Section 3. Exigences techniques complémentaires relatives à la tenue aux creux de tension

Art. 90. En application des articles 14, paragraphe 3, 15, paragraphe 1^{er} et 16, paragraphe 3 du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de types B à D visée à l'article 35, § 2, est capable de fonctionner dans l'entièreté de son domaine de fonctionnement en mode synchrone avec le réseau, lorsque la tension au point de raccordement, exprimée en pourcentage de la tension nominale en ce point, reste, durant un creux de tension, dans la plage fixée par les diagrammes ci-après.

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, en fonction du temps, avant, pendant et après le défaut.

Toute unité de production d'électricité synchrone de type B ou C visée à l'article 35, § 2, respecte le diagramme relatif à la tenue aux creux de tension suivant :

Le profil d'exigence de tenue aux creux de tension pour SPMG de type B et C



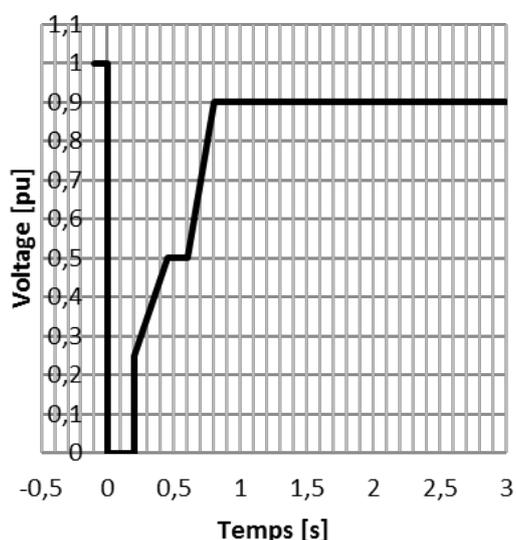
Paramètres tension [par unité (pu)]	Durée des paramètres (secondes)
Uret = 0.3	Tclear = 0.2
Uclear = 0.7	Trec1 = Tclear
Urec1 = 0.7	Trec2 = 0.7

Urec = 0.9	Trec3 = 1.5

Uret est la tension symétrique ou asymétrique résiduelle au point de raccordement pendant un défaut ; Tclear est l'instant où le défaut est éliminé. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 et Trec3 spécifient certains points des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination d'un défaut.

Toute unité de production d'électricité synchrone de type D visée à l'article 35, § 2, et/ou toute unité de production d'électricité synchrone de type D située dans la zone de réglage doit respecter le diagramme relatif à la tenue aux creux de tension suivant :

Le profil d'exigence de tenue aux creux de tension pour SPMG de type D



Paramètres tension [par unité (pu)]	Durée des paramètres (secondes)
Uret = 0	Tclear = 0.2
Uclear = 0.25	Trec1 = 0.45
Urec1 = 0.5	Trec2 = 0.6
Urec = 0.9	Trec3 = 0.8

Uret est la tension résiduelle au point de raccordement pendant un défaut ; Tclear est l'instant où le défaut est éliminé. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 et Trec3 spécifient certains points des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination d'un défaut.

En application de l'article 16, paragraphe 3, b), du code de réseau européen RfG, l'ensemble des conditions avant et après défaut à prendre en compte pour la tenue aux creux de tension, sont communiqués par le gestionnaire du réseau de transport, à la demande d'une unité de production d'électricité synchrone, au propriétaire de cette unité

dans le cadre juridique pertinent.

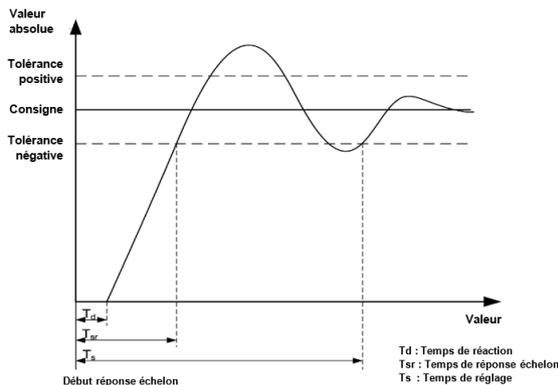
Section 4. Exigences techniques complémentaires relatives à la robustesse

Art. 91. En application de l'article 17, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, toute unité de production d'électricité synchrone de types B à D raccordée au réseau de transport est capable d'assurer le rétablissement de la puissance active après défaut. La valeur de l'amplitude et le délai de rétablissement de la puissance active sont fixés dans le cadre juridique pertinent.

Chapitre 3. Exigences techniques complémentaires relatives aux nouveaux parcs non synchrones de générateurs de types A, B, C et D

Section 1^{re}. Exigences techniques complémentaires relatives à la fréquence

Art. 92. § 1^{er}. En application de l'article 13, paragraphe 2, a), c), d) et f), du code de réseau européen RfG, tout parc non synchrone, de type A, B, C ou D visé à l'article 35, § 2, en mode de réglage restreint à la surfréquence (mode LFSM-O), est capable d'activer la fourniture de la réponse en puissance active aux variations de fréquence selon les valeurs ci-après. Une fois le seuil de fréquence minimum atteint, le mode opérationnel se poursuit au même niveau, sans variation subséquente (pas de diminution supplémentaire pour une augmentation de fréquence supplémentaire).

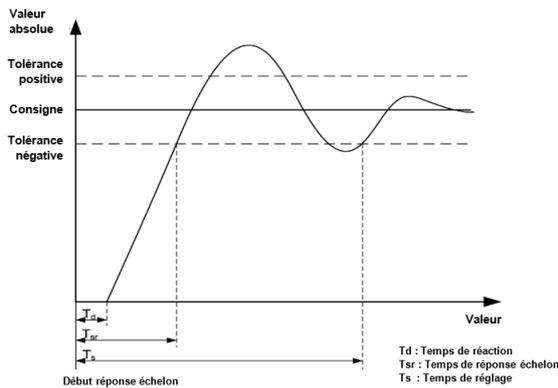


Paramètre	Réglage PPM
Seuil de fréquence	50,2 Hz
Statisme	5% (réglable entre 2% et 12%)
Puissance de référence Pref	Par défaut, il s'agit de la production effective de puissance active au moment où est atteint le seuil LFSM-O; une référence égale à la puissance maximale peut être

	prescrite au cas par cas.
Temps de réaction	Par défaut aussi rapidement que techniquement possible (sans délai intentionnel), des dispositions spécifiques pourraient être applicables en accord avec le gestionnaire du réseau de transport.
Temps de réponse échelon	<p>Pour la production d'électricité éolienne :</p> <p>≤ 5 secondes pour une augmentation de puissance active de 20% de P_{max}. Une réaction plus lente pour un point opérationnel $\leq 50\%$ P_{max} est acceptable tant que qu'elle est au-dessous de 5 secondes</p> <p>≤ 2 secondes pour une diminution de puissance active de 50 % de P_{max}</p> <p>Pour le reste : ≤ 10 secondes pour une augmentation de puissance active de 50% de P_{max}</p> <p>≤ 2 secondes pour une diminution de puissance active de 50 % de P_{max}</p>
Temps de réglage	≤ 30 secondes pour une augmentation de puissance active

	≤ 20 secondes pour une diminution de puissance active
--	---

§ 2. En application de l'article 15, paragraphe 2, c), i), du code de réseau européen RfG, tout parc non synchrone, de type C ou D visé à l'article 35, § 2, en mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U), est capable d'activer la fourniture de la réponse en puissance active aux variations de sous-fréquence (aucune diminution supplémentaire pour une augmentation supplémentaire de la fréquence) selon les valeurs ci-après :



Paramètre	Réglage PPM
Seuil de fréquence	49.8 Hz
Statisme	5% (réglable entre 2% et 12%)
Puissance de référence Pref	Par défaut, il s'agit de la production effective de puissance active au moment où est atteint le seuil LFSM-U ; une référence égale à la puissance maximale peut être prescrite au cas par cas
Temps de réaction	Par défaut aussi rapidement que techniquement possible (sans délai intentionnel), des dispositions spécifiques pourraient être

	applicables en accord avec le gestionnaire du réseau de transport.
Temps de réponse échelon	<p>Pour la production d'électricité éolienne :</p> <p>≤ 5 secondes pour une augmentation de puissance active de 20% de Pmax. Une réaction plus lente pour un point opérationnel ≤ 50% Pmax est acceptable tant que c'est au-dessous de 5 secondes</p> <p>≤ 2 secondes pour une diminution de puissance active de 50 % de Pmax</p> <p>Pour le reste :</p> <p>≤10 secondes pour une augmentation de puissance active de 50% de Pmax</p> <p>≤ 2 secondes pour une diminution de puissance active de 50 % de Pmax</p>
Temps de réglage	<p>≤ 30 secondes pour une augmentation de puissance active</p> <p>≤ 20 secondes pour une diminution de puissance active</p>

§ 3. Par exception à l'article 83, § 4, un parc non synchrone de type A, B, C ou D visé à l'article 35, § 2, n'est pas autorisé à réduire sa puissance active selon les périodes court-terme et long-terme en cas de baisse de fréquence en-dessous de 49 Hz.

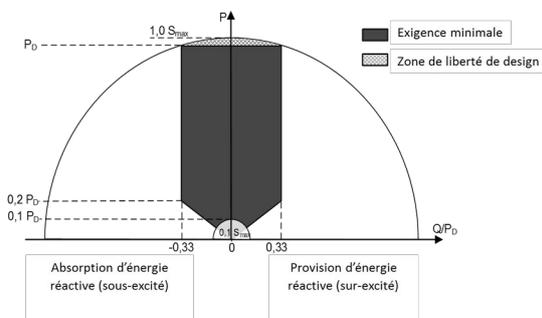
§ 4. En application des articles 21, paragraphe 2 et 22 du code de réseau européen RfG, la fonctionnalité décrite à article 21, paragraphe 2, n'est pas requise pour les parcs non-synchrones de générateurs de types C et D.

Section 2. Exigences techniques complémentaires relatives à la stabilité en tension et à la capacité en puissance réactive

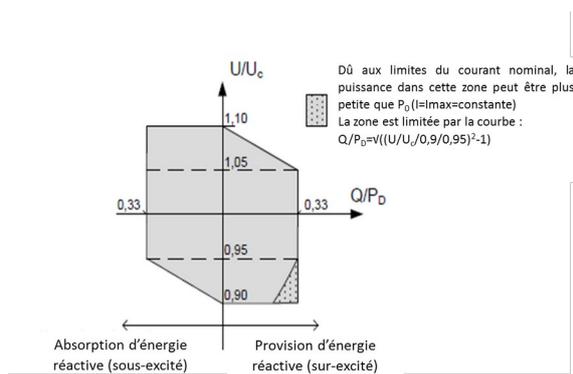
Art. 93. § 1^{er}. En application de l'article 21, paragraphe 3, d), du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone de générateurs du type C et D raccordé au réseau de transport est capable de fournir la puissance réactive automatiquement conformément aux articles 62 à 69, tant par mode de réglage de la tension, par mode de réglage de la puissance réactive, que par mode de réglage du facteur de puissance.

En application de l'article 21, paragraphe 3, e), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport fixe dans le cadre juridique pertinent, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent, la priorité à donner à la contribution en puissance active ou réactive, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire de réseau auquel le parc non synchrone de générateur concerné est raccordé.

§ 2. En application de l'article 20, paragraphe 2, a), du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone de générateurs de type B raccordé au réseau de transport est capable de fournir/absorber de la puissance réactive selon les diagrammes suivants :

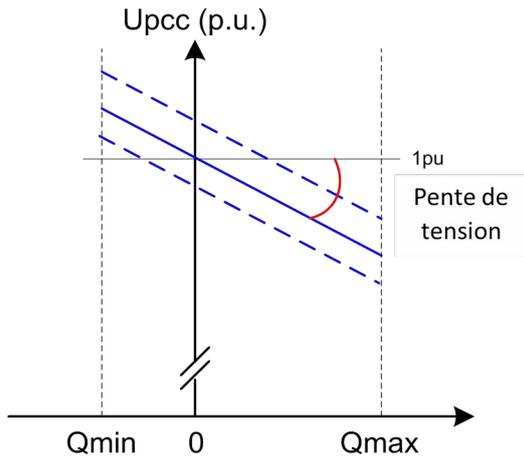


Courbe de capacité pour les PPM de type B.



Profil $U/U_c - Q/P_D$ pour les PPM de type B permettant de visualiser les exigences en puissance réactive pour des tensions différentes de 1 pu.

En application de l'article 21, paragraphe 3, a) à c), du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport est capable de fournir/absorber de la puissance réactive selon le diagramme suivant. Il satisfait aux exigences relatives à la stabilité en tension au point de raccordement selon le diagramme suivant, dans le respect des principes fixés aux articles 62 à 69 :



Upcc indique la tension au niveau du point de raccordement.

Le gain de la boucle de réglage est fixé dans le cadre juridique pertinent par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec le propriétaire du parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport, en application de ce diagramme, de telle sorte que le coefficient de sensibilité relative α_{eq} soit compris entre dix-huit et vingt-cinq, tel qu'exprimé dans la formule ci-dessous :

$$\alpha_{eq} = - \frac{\left(\frac{\Delta Q_{net}}{0,45 \times P_{nom}} \right)}{\left(\frac{\Delta U_{net}}{U_{norm, exp}} \right)}$$

où les coefficients utilisés ont le sens donné à l'article 67.

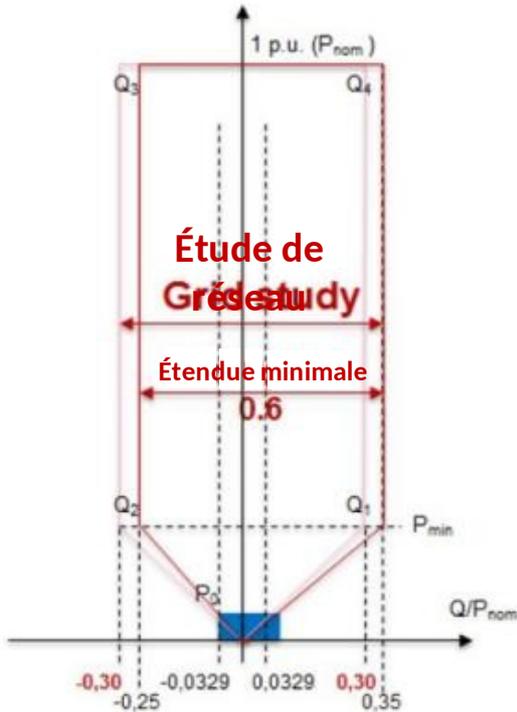
P_{nom} devient P_{max} .

Les valeurs pour α_{eq} peuvent être transformées et sont en ligne avec les valeurs pour la pente de tension, dans un intervalle de et au moins 2 à 7%, tel que précisé dans l'article 21, paragraphe 3, d), ii, du code de réseau européen RfG.

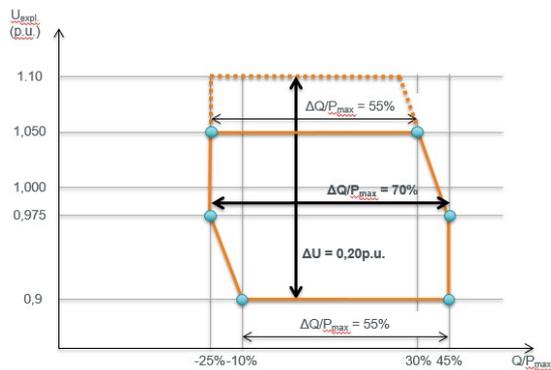
Le gestionnaire du réseau de transport fixe la vitesse de réaction du parc non synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport par rapport à la capacité en puissance réactive du parc, en-dessous de sa capacité maximale.

En outre, le gestionnaire du réseau de transport fixe dans le cadre juridique pertinent, le cas échéant en collaboration avec le gestionnaire de réseau compétent, les capacités suivantes de produire ou d'absorber au moins toute puissance réactive au point de raccordement.

Pour chaque valeur de la puissance active produite entre P_{min} (0,2 p.u. de P_{max}) et P_{max} , le parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport est capable de produire ou d'absorber au moins toute puissance réactive au point de raccordement dans une surface limitée par les points Q1, Q2, Q3 et Q4 (figure ci-dessous). Cette plage a une étendue obligatoire minimale de 0,6 p.u. de P_{max} , mais peut évoluer dans un espace entre [-0,3 p.u. de P_{max} , +0,35 p.u. de P_{max}], moyennant accord du gestionnaire du réseau de transport, en fonction du point de raccordement, la taille et les caractéristiques du parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport.



Pour chaque tension au point de raccordement entre 90% et 110% de la tension nominale pour les plages de tension en dessous de 300 kV (ou 90% et 105% pour la tension nominale au-dessus de 300 kV – figure ci-dessous), le parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport est capable de participer dans le réglage de la tension au moins dans la plage de puissance réactive mentionnée ci-dessus (et reprise dans la figure ci-dessous).



U-Q/Pmax profile for a type C PPM (en pointillé pour les tensions nominales au-dessus de 300 kV).

Pour les valeurs en dehors de la plage de tension de 90% et 110% du U_{nom} pour les plages de tension en dessous de 300 kV (ou 90% et 105% pour la tension nominale au-dessus de 300 kV, si raccordé au réseau 380 kV 1 pu = 400 kV), le parc non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport est capable de participer dans le réglage de la tension au maximum des capacités techniques de ce parc non-synchrone de générateurs.

Pour chaque tension au point de raccordement entre 90% et 110% du U_{nom} pour les plages de tension en dessous de 300 kV (ou 90% et 105% pour la tension nominale au-dessus de 300 kV) et pour chaque valeur de la puissance active produite entre P_0 (égal à

0,0263 p.u. de Pmax) et Pmin, la plage minimale du point de fonctionnement pour lequel la puissance réactive sera contrôlée est défini par les deux valeurs du facteur de puissance constitué par les points (Q1, 0,2*Pmax) et (Q2, 0,2*Pmax).

Pour chaque tension, au point de raccordement, entre 90% et 110% du Unom pour les plages de tension en dessous de 300 kV (ou 90% et 105% pour la tension nominale au-dessus de 300 kV) et pour chaque valeur de la puissance active produite en dessous de P₀ la puissance réactive peut ne pas être contrôlée, mais les valeurs injectées ou absorbées doivent être limitées à la plage de Q = [-0.0329 ; +0.0329] p.u. de Pmax.

En cas de non-disponibilité des parcs non-synchrones de générateurs en raison d'une défaillance ou d'une maintenance, la capacité de puissance réactive peut être revue en fonction de la capacité de production disponible actuelle P_{av} au lieu de capacité P_{max} (1 pu selon la figure ci-dessus) selon la formule suivante :

$$P_{av} = \sum_{i=1}^N av_i \times P_i$$

Où :

N est le nombre d'unités installées dans le parc non-synchrone de générateurs

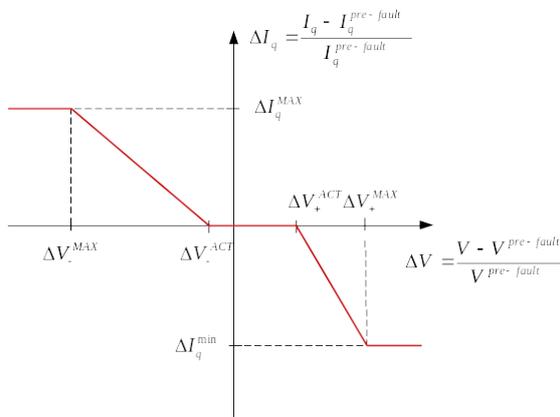
av_i est le facteur de disponibilité d'une unité i (0 ou 1)

P_i est la capacité de production d'une unité pendant la panne ou la maintenance.

Par exception au principe fixé à l'article 37, § 2, cette exigence technique est fixée à la sortie du transformateur élévateur ou du convertisseur pour un parc non-synchrone de générateurs de type B raccordé au réseau de transport.

§ 3. En application de l'article 20, paragraphe 2, b) et c), du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone de générateurs de type B, C ou D raccordé au réseau de transport est capable d'injecter rapidement au point de raccordement et jusqu'au maximum de sa capacité, un courant réactif additionnel de défaut, en cas de défauts symétriques et dissymétriques.

Les caractéristiques de cette injection sont illustrées dans le diagramme suivant :



L'ensemble des paramètres de cette capacité sont fixés par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent. Ces paramètres portent sur la largeur normale opérationnelle, la durée et la bande morte de l'activation, ainsi que le délai pour cette

activation.

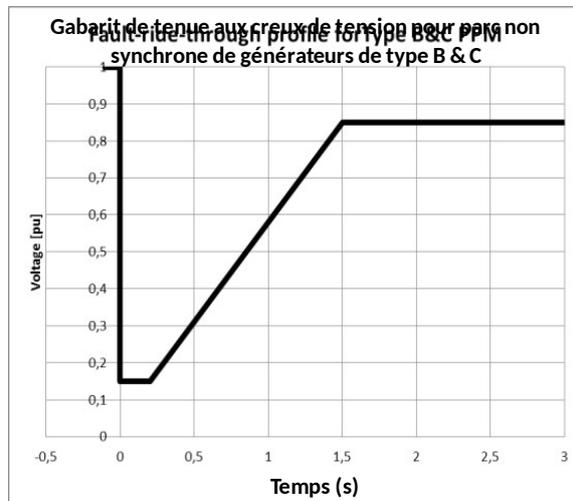
En outre, le parc non-synchrone de générateurs concerné contribue au courant de défaut pour un courant positif, négatif et neutre pour détecter le défaut asymétrique de façon certaine. La contribution au courant de court-circuit est fixée par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

§ 4. Chaque propriétaire de parc non-synchrone de générateurs de type B, C ou D ayant un point d'accès au réseau de transport, à l'exception des parcs non-synchrones de générateurs situés au sein d'un CDS, communique au gestionnaire du réseau de transport la capacité totale en puissance réactive de ce parc selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

Section 3. Exigences techniques complémentaires relatives à la tenue aux creux de tension

Art. 94. § 1^{er}. En application des articles 14, paragraphe 3 et 20, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen RfG, tout parc non synchrone de générateurs visé à l'article 35, § 2, est capable de fonctionner dans l'entièreté de son domaine de fonctionnement en mode synchrone avec le réseau de transport, lorsque la tension au point de raccordement, exprimée en pourcentage de la tension nominale en ce point, reste, durant un creux de tension, dans la plage fixée par les diagrammes ci-après.

§ 2. Tout parc non synchrone de générateurs de type B ou C visé à l'article 35, § 2, respecte le diagramme relatif à la tenue aux creux de tension suivant :

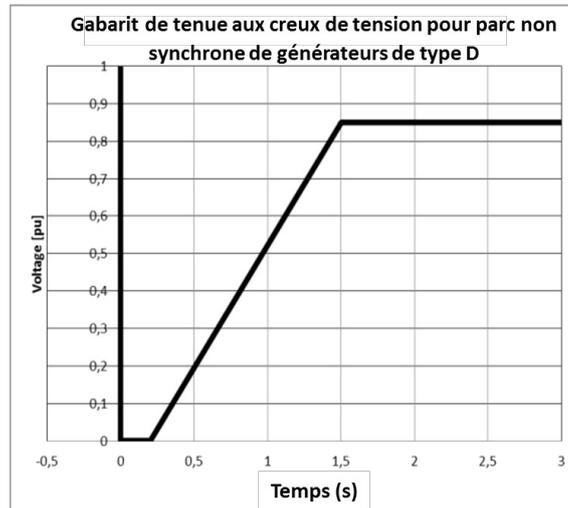


Paramètres tension [par unité (pu)]	Durée des paramètres (secondes)
Uret = Uclear = Uret1 = 0.15	Tclear = Trec1 = Trec2 = 0.2
Urec2 = 0.85	Trec3 = 1.5

Uret est la tension symétrique ou asymétrique résiduelle au point de raccordement

pendant un défaut ; Tclear est l'instant où le défaut est éliminé. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 et Trec3 spécifient certains points des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination d'un défaut.

§ 3. Tout parc non synchrone de générateurs de type D visé à l'article 35, § 2, respecte le diagramme relatif à la tenue aux creux de tension suivant :



Paramètres tension [par unité (pu)]	Durée des paramètres (secondes)
Uret = Uclear = Uret1 = 0.0	Tclear = Trec1 = Trec2 = 0.2
Urec2 = 0.85	Trec3 = 1.5

Uret est la tension résiduelle au point de raccordement pendant un défaut ; Tclear est l'instant où le défaut est éliminé. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 et Trec3 spécifient certains points des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination d'un défaut.

Section 4. Exigences techniques complémentaires relatives à la robustesse

Art. 95. En application de l'article 20, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, tout parc non synchrone de générateurs de types B à D raccordé au réseau de transport est capable d'assurer le rétablissement de la puissance active après défaut. La valeur de l'amplitude et le délai de rétablissement de la puissance active sont fixés dans le cadre juridique pertinent.

Titre 4 – Exigences techniques pour de nouvelles installations de stockage d'énergie non-synchrone

Chapitre 1^{er}. Dispositions générales

Art. 96. Le présent titre fixe l'ensemble des exigences techniques applicables aux

nouvelles installations de stockage d'énergie non-synchrone dont les seuils sont fixés à l'article 35, § 4, et dont le caractère nouveau est fixé dans l'article 71, § 1^{er}.

Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG et les exigences techniques complémentaires fixées dans les sections 1^{re} et 3 sont également applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone, sauf lorsque des exigences techniques spécifiques qui sont prévues dans le présent chapitre.

Par exception à l'alinéa 1^{er}, les nouvelles unités de pompage-turbinage sont soumises à l'ensemble des exigences techniques reprises dans le chapitre 3, ainsi que prévu à l'article 80.

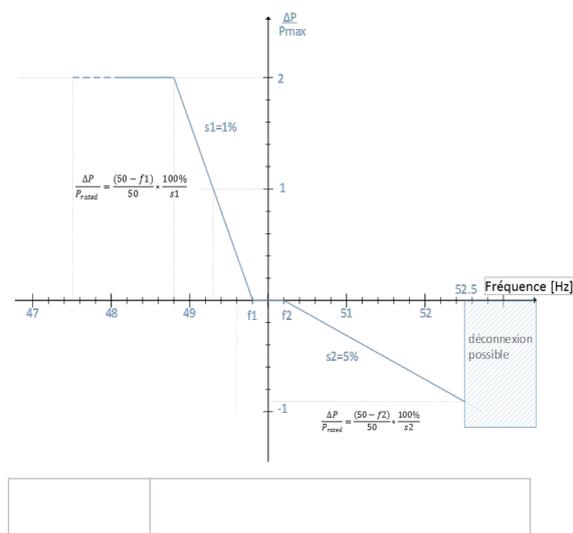
Chapitre 2. Exigences techniques relatives à la fréquence pour les installations de stockage d'énergie non-synchrone

Art. 97. § 1^{er}. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives au fonctionnement en mode synchrone avec le réseau dans des plages de fréquence et pendant des durées précises, telles que visées à son article 13, paragraphe 1^{er}, ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, § 2, sont applicables à toutes les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A à D visées à l'article 35, § 4.

Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence et à rester connecté au réseau auquel l'installation de stockage d'énergie non-synchrone est raccordé, ainsi que les exigences techniques complémentaires visées à l'article 83, § 2, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A à D visés à l'article 35 § 4.

§ 2. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives au mode de réglage restreint à la surfréquence (mode LFSM-O) et à la sous-fréquence (mode LFSM-U), telles que fixées à ses articles 13, paragraphe 2 et 15, paragraphe 2, sont applicables à toutes les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A à D visées à l'article 35, § 4.

En outre, en cas de larges variations de fréquence, les installations de stockage d'énergie non-synchrone contribuent en priorité à la stabilité de la fréquence en augmentant ou réduisant l'injection ou l'absorption de la puissance active, selon la figure et les paramètres ci-après :



f1	49.8 Hz
f2	50.2 Hz
s1	1% sélectionnable dans une plage entre 1% and 12%
s2	5% sélectionnable dans une plage entre 1 % et 12%
Temps de réglage	Aussi rapidement que possible et pas plus que 15 secondes
Temps de réaction	Par défaut aussi rapidement que techniquement possible (sans délai intentionnel), des dispositions spécifiques pourraient être applicables en accord avec le gestionnaire du réseau de transport

En application de l'article 15, paragraphe 3, b), du code de réseau européen E&R, les installations de stockage d'énergie non-synchrone se déconnectent automatiquement du réseau de transport lorsqu'ils ne peuvent pas basculer en mode de décharge en suivant le fonctionnement du mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U), avant l'activation du schéma automatique de délestage de la consommation en cas de fréquence basse. Le découplage peut seulement être imposé de manière systématique et est accepté dans le cas où le mode de décharge ne peut pas être atteint avant de seuil de fréquence de à 49 Hz.

Dans ce contexte, les propriétaires des installations de stockage d'énergie non-synchrone peuvent fixer en accord avec le gestionnaire du réseau de transport des limites minimales et/ou maximales de leur état de chargement dans le cadre juridique pertinent, lorsque des raisons justifiées de sécurité ou de besoins techniques le requièrent.

§ 3. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la réduction de puissance maximale admissible en cas de chute de fréquence, telles que fixées à son article 13, paragraphe 4, ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, § 4, ne sont applicables à aucune installation de stockage d'énergie non-synchrone visé à l'article 35, § 4.

§ 4. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à l'interface pour l'arrêt de l'injection de puissance active, telles que fixées à son article 13, paragraphe 6, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de type A raccordées au réseau de transport. En outre, toute installation de stockage d'énergie non-synchrone de type A raccordé au réseau de transport est capable de réduire la production ou l'absorption de puissance active à zéro après une instruction via une interface logique dans un délai de 5 secondes.

Le gestionnaire du réseau de transport peut imposer dans le cadre juridique pertinent, les caractéristiques des équipements permettant de commander à distance cet arrêt de production ou d'absorption sur base des signaux suivants envoyés par le gestionnaire du réseau de transport :

Signal#	Demande de cesser l'absorption ou l'injection de puissance active	Binaire 1 : Demande active 0 : Fin de la demande
---------	---	--

§ 5. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la connexion automatique, telles que fixées à son article 13, paragraphe 7, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A, B et C.

La connexion automatique de toute installation de stockage d'énergie non-synchrone de types A à C visé à l'article 35, § 4, répond aux conditions suivantes :

- 1° la fréquence se situe entre 49.9 et 50.1 Hz ; et
- 2° le niveau de tension se situe entre 0.85 p.u et 1,1 p.u de la tension nominale ; et
- 3° la temporisation minimale avant reconnexion est d'une durée de soixante secondes.

Suite à la connexion, l'installation de stockage d'énergie non-synchrone est capable de limiter la vitesse maximale admissible d'augmentation de la puissance active à 20 % du Pmax par minute tant en mode de charge que de décharge. En cas de connexion suite à une perturbation sur le réseau de transport, la vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active est limitable à 10 % du Pmax par minute tant en mode de charge que de décharge.

Toute installation de stockage d'énergie non-synchrone de type B ou C raccordé au réseau de transport, est soumis à l'autorisation préalable du gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent pour pouvoir se connecter automatiquement au

réseau de transport.

Par ailleurs, les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la reconnexion au réseau après une déconnexion fortuite, telles que fixées à son article 14, paragraphe 4, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D visés à l'article 35, § 4.

A cet égard, la reconnexion automatique après une déconnexion fortuite de tout installation de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D visé à l'article 35, § 4, répond aux conditions suivantes :

1° la fréquence se situe entre 49.9 et 50.1 Hz ; et

2° le niveau de tension se situe entre 0.9 p.u et 1,1 p.u de la tension nominale ; et

3° la temporisation minimale avant reconnexion est d'une durée de soixante secondes.

Suite à la reconnexion, l'installation de stockage d'énergie non-synchrone limite la vitesse maximale admissible d'augmentation de la production de puissance active à 10% du Pmax par minute, tant en mode de charge que de décharge.

La reconnexion automatique après une déconnexion fortuite est interdite pour toutes les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D raccordés au réseau de transport, sauf autorisation préalable du gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent pour pouvoir se connecter automatiquement au réseau de transport.

§ 6. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives au taux de variation de la production de puissance active, telles que fixées à son article 15, paragraphe 6, e), sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A, B, C et D raccordés au réseau de transport. Le gestionnaire du réseau de transport peut spécifier le cadre juridique pertinent, pour les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types A, B, C et D raccordées au réseau de transport, des limites maximales de taux de variation de la puissance active, tant en mode de charge que de décharge, exprimées en points de pourcentage du Pmax par seconde.

§ 7. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la commande à distance de la réduction de la production de puissance active, telles que fixées à son article 14, paragraphe 2, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de type B raccordées au réseau de transport.

Tout installation de stockage d'énergie non-synchrone de type B raccordé au réseau de transport est capable d'atteindre la consigne de l'injection ou de l'absorption de la puissance active dans un délai maximum de 1 minute et avec une précision de 5% de la consigne de puissance active, après réception du signal externe communiquant cette instruction à l'installation de stockage d'énergie non-synchrone.

Le gestionnaire du réseau de transport peut imposer dans le cadre juridique pertinent les caractéristiques des équipements permettant de commander à distance la réduction de l'injection ou de l'absorption de la puissance active sur base de signaux suivants envoyés

par le gestionnaire du réseau de transport :

Signal#	Autorisation de reconnexion	Binaire 0: Pas de reconnexion 1: autorisation de reconnexion
Signal#	Demande de réduire l'absorption ou l'injection de puissance active	Binaire 1: Demande Active 0: Fin de Demande
Signal#	Point de consigne de puissance active exprimé en MW	Valeur Absorption / Injection

§ 8. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives aux échanges de données, telles que visées à son article 14, paragraphe 5, ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D raccordées au réseau de transport.

En outre, les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D raccordées au réseau de transport communiquent au gestionnaire du réseau de transport les données suivantes :

1° les données structurelles reprises dans le tableau ci-dessous :

EG	Capacité Énergie Brute	[MWh]
Enet	Capacité Énergie Nette	[MWh]
Pmax	Puissance maximale	[MW]
SOC min	Etat de charge minimum	[%]
SOC max	Etat de charge maximum	[%]
Rch	Taux de charge maximum	[MW/min]

Rdis	Taux de décharge maximum	[MW/min]
------	--------------------------	----------

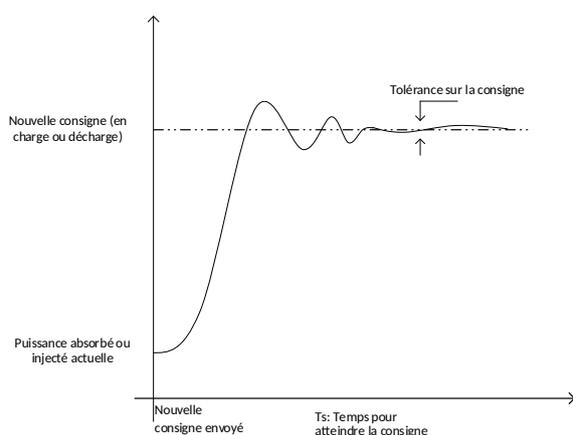
2° les données en temps réel, si techniquement disponibles, reprises dans le tableau ci-dessous :

SOC	Etat de charge	[%]
-----	----------------	-----

§ 9. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la capacité de réglage et à la plage de réglage de la puissance active, telles que fixées à son article 15, paragraphe 2, a), du code de réseau européen RfG, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport.

Les installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport sont capable d'atteindre leur production de puissance active, en mode de charge et de décharge, en application de la consigne du gestionnaire du réseau de transport dans un délai maximum de 1 minute (T_s) et avec une précision de 5% par rapport à la marge de tolérance envers la consigne.

La marge de tolérance est fixée selon le diagramme ci-dessous :



§ 10. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives au mode de sensibilité à la fréquence (mode FSM), telles que fixées à son article 15, paragraphe 2, d), ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, § 9, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport, en tenant compte des éventuelles spécificités des réservoirs à énergie limitée définies dans les lignes directrices européennes SOGL et, le cas échéant, dans le cadre juridique pertinent.

§ 11. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la restauration de la fréquence, telles que visées à son article 15, paragraphe 2, e), ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, § 10, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport, en tenant compte des éléments fixés dans le cadre juridique pertinent.

§ 12. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives au suivi en temps réel du mode FSM, telles que fixées à son article 15, paragraphe 2, g), ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 83, § 10, sont

applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport, en tenant compte des éléments fixés dans le cadre juridique pertinent.

Chapitre 3. Exigences techniques relatives à la robustesse et la tenue aux creux de tension pour l'installations de stockage d'énergie non-synchrone

Art. 98. Le gestionnaire du réseau de transport impose dans le cadre juridique pertinent aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B et C raccordées au réseau de transport, des exigences techniques relatives à la robustesse, en particulier à la tenue aux creux de tension, en mode de charge et de décharge, telles que celles visées à l'article 20, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 95.

Les installations de stockage d'énergie non-synchrone de type D raccordées au réseau de transport respectent en outre les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et asymétriques, telles que visées à son article 22, ainsi que les exigences techniques complémentaires visées à l'article 94, en mode de charge et de décharge.

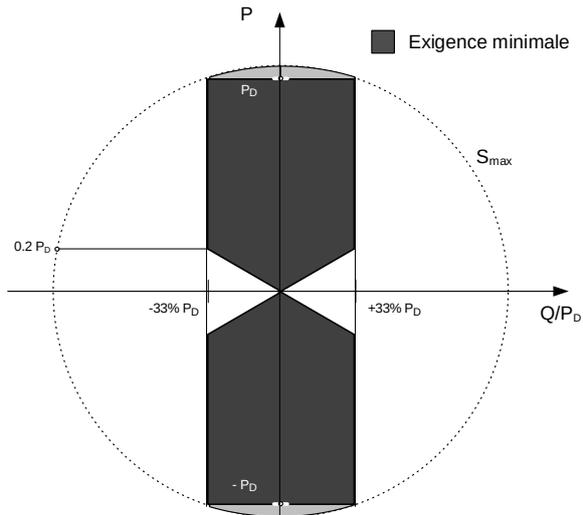
Dans le cas où ce parc dispose des capacités de tenue aux creux de tension, le propriétaire du parc communique les réglages des protections de son parc au gestionnaire du réseau de transport pour que ce dernier les valide.

Chapitre 4. Exigences techniques relatives à la stabilité en tension et à la capacité en puissance réactive des installations de stockage d'énergie non-synchrone

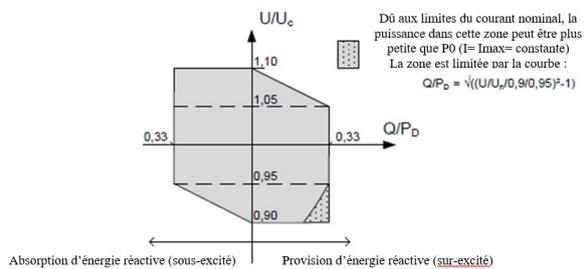
Art. 99. § 1^{er}. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la stabilité en tension et à la capacité en puissance réactive, telles que fixées à ses articles 20, paragraphe 2, a) et 21, paragraphe 3, a) à c), sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone respectivement pour le type B et pour les types C et D raccordées au réseau de transport, en mode de charge et de décharge.

Par exception à l'article 37, § 2, les exigences relatives à la capacité à fournir et/ou absorber de la puissance réactive et applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de type B raccordées au réseau de transport, en application de l'article 20, paragraphe 2, a), du code de réseau européen RfG, sont évaluées du côté secondaire du transformateur de l'installation de stockage d'énergie non-synchrone ou au terminal de leur convertisseur en absence de transformateur élévateur.

Les capacités de puissance réactive déterminées par le profil Q-P sont représentées par les diagrammes suivants pour le mode de charge et de décharge:

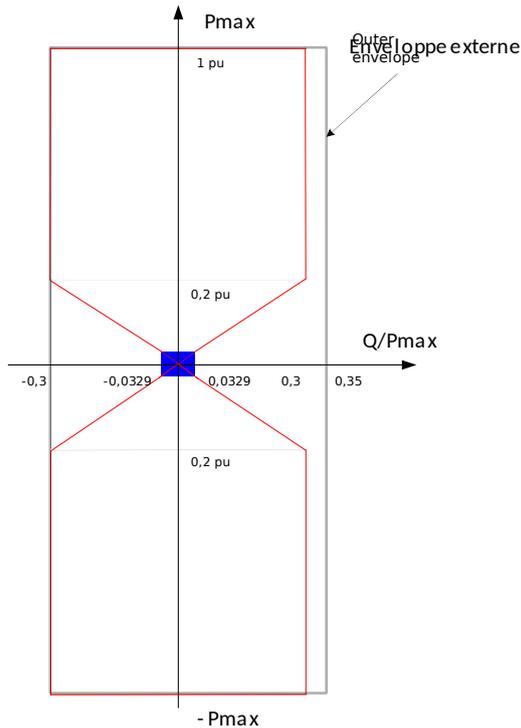


Capacité réactive pour installation de stockage d'énergie non-synchrone Type B.

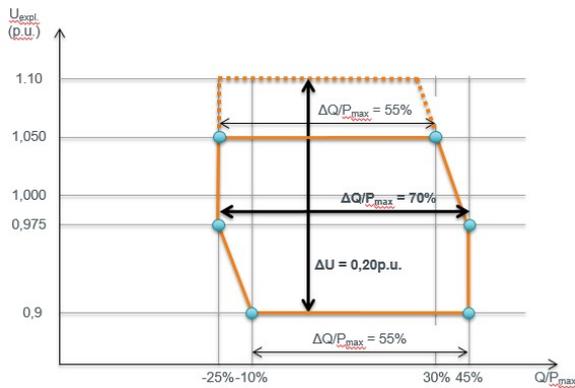


Profil U-Q/P_D pour SPM types B : exigences relatives à la puissance réactive pour différents niveaux de tension ;

Les exigences relatives à la capacité en puissance réactive fixées à l'article 21, paragraphe 3, a) à c), du code de réseau européen RfG, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport. Elles sont représentées par le diagramme suivant pour le mode de charge et de décharge :



Capacité réactive pour installation de stockage d'énergie non-synchrone type C et D.



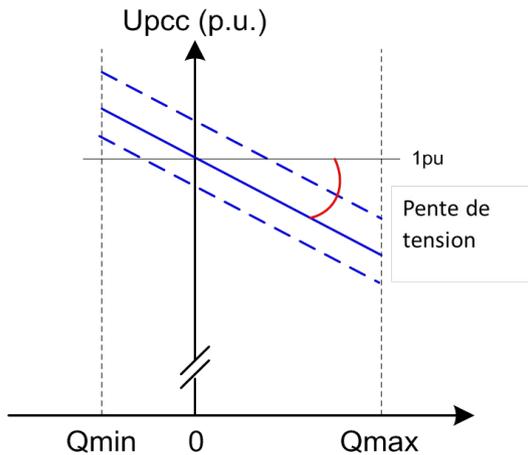
Profil U - Q/P_D pour SPM types C et D : exigences relatives à la puissance réactive pour les niveaux de tension (pointillé pour les tensions nominales au-dessus de 300 kV).

Les exigences relatives à la capacité en puissance réactive fixées à l'article 21, paragraphe 3, d) à e), du code de réseau européen RfG, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D raccordées au réseau de transport.

En application de l'article 21, paragraphe 3, d), du code de réseau européen RfG, toute installation de stockage d'énergie non-synchrone de type C et D raccordé au réseau de transport est capable de fournir la puissance réactive automatiquement conformément aux articles 62 à 69, tant par mode de réglage de la tension, par mode de réglage de la puissance réactive, que par mode de réglage du facteur de puissance, et ce tant en mode de charge que de décharge.

En application de l'article 21, paragraphe 3, a) à c), du code de réseau européen RfG, une installation de stockage d'énergie non-synchrone de type C ou D raccordé au réseau de transport est capable de fournir/absorber de la puissance réactive selon le diagramme suivant. Il satisfait aux exigences relatives à la stabilité en tension au point de

raccordement selon le diagramme suivant, dans le respect des principes visés aux articles 62 à 69 :



Upcc indique la tension au niveau du point de raccordement.

Le gain de la boucle de réglage est fixé dans le cadre juridique pertinent par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec le propriétaire de l'installation de stockage d'énergie non-synchrone de générateurs de type C ou D raccordé au réseau de transport, en application de ce diagramme, de telle sorte que le coefficient de sensibilité relative α_{eq} soit compris entre 18 et 25, tel qu'exprimé dans la formule ci-dessous:

$$\alpha_{eq} = - \frac{\left(\frac{\Delta Q_{net}}{0,45 \times P_{nom}} \right)}{\left(\frac{\Delta U_{net}}{U_{norm, exp}} \right)}$$

où les coefficients utilisés ont le sens donné à l'article 67.

P_{nom} devient P_{max} .

Les valeurs pour α_{eq} peuvent être transformées et sont en ligne avec les valeurs pour la pente de tension, dans un intervalle de et au moins 2 à 7%, tel que précisé dans l'article 21, paragraphe 3, d), ii, du code de réseau européen RfG.

En application de l'article 21, paragraphe 3, e), du code de réseau européen RfG, le gestionnaire du réseau de transport fixe dans le cadre juridique pertinent, la priorité à donner à la contribution en puissance active ou réactive, le cas échéant en coordination avec le gestionnaire de réseau auquel ce parc est raccordé et ce tant en mode de charge que de décharge.

§ 2. Le gestionnaire du réseau de transport peut imposer en fonction des capacités techniques des installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D raccordées au réseau de transport, dans le cadre juridique pertinent, des exigences techniques relatives à l'activation d'injection ou absorption rapide de courant de défaut en mode de charge et de décharge, telles que celles fixées à l'article 20, paragraphe 2, b) et c), du code de réseau européen RfG ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 93, § 3, en mode de charge et de décharge.

Le gestionnaire du réseau de transport peut imposer en fonction des capacités techniques des installations de stockage d'énergie non-synchrone de types B, C et D raccordées au réseau de transport, dans leur contrat de raccordement, des exigences techniques relatives au rétablissement de la puissance active après défaut telles que fixées à l'article 20, paragraphe 3, a) et b), du code de réseau européen RfG. La valeur de l'amplitude et le délai de rétablissement de la puissance active sont fixés dans le cadre juridique pertinent.

§ 3. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives à la stabilité en tension et en particulier la capacité de se déconnecter automatiquement lorsque la tension atteint des seuils spécifiques, telles que visées à son article 15, paragraphe 3 et 16, paragraphe 2, c), ainsi que les exigences techniques complémentaires fixées à l'article 85, §§ 1^{er} et 2, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de type C et D raccordées au réseau de transport.

§ 4. Toute installation de stockage d'énergie non-synchrone de type A, B, C raccordé au réseau de transport ou aux réseaux de transport local reste connecté au réseau de transport et aux réseaux de transport local dans les plages de tension suivantes :

	Plages de tension	Durée de fonctionnement
Niveaux de tension inférieur à 300 kV	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.118 pu	Illimité
	1.118 pu – 1.15 pu	A convenir entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production d'électricité, dans le cadre juridique pertinent
Niveaux de tension supérieurs à 300 kV (pour un raccordement au	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.05 pu	Illimité

réseau 380 kV, 1 pu = 400 kV)	1.05 pu – 1.10 pu	A convenir entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'unité de production d'électricité, dans le cadre juridique pertinent
--	-------------------------	--

En application de l'article 16, paragraphe 2, a) et b), du code de réseau européen RfG, toute installation de stockage d'énergie non-synchrone de type D raccordée au réseau de transport ou aux réseaux de transport local doit rester connectée au réseau de transport et aux réseaux de transport local dans les plages de tension suivantes :

	Plages de tension	Durée de fonctionnem ent
Niveaux de tension inférieur à 300 kV	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.118 pu	Illimité
	1.118 pu – 1.15 pu	20 minutes
Niveaux de tension supérieurs à 300 kV (pour un raccordement au réseau 380 kV, 1 pu = 400 kV)	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.05 pu	Illimité
	1.05 pu – 1.10 pu	20 minutes

§ 5. Chaque propriétaire de installation de stockage d'énergie de types B, C et D ayant un point d'accès au réseau de transport, à l'exception des installations de stockage d'énergie situées au sein d'un CDS, communique au gestionnaire du réseau de transport la capacité totale en puissance réactive de ce parc, ainsi que, pour une installation de stockage d'énergie de type B, la capacité à contrôler la tension, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

Chapitre 5. Exigences techniques relatives à la reconstitution du réseau des installations de stockage d'énergie non-synchrone

Art. 100. Les exigences techniques générales du code de réseau européen RfG relatives

à la reconstitution du réseau, telles que fixées à son article 15, paragraphe 5, b) et c), ainsi que les exigences techniques complémentaires visées à l'article 86, sont applicables aux installations de stockage d'énergie non-synchrone de types C et D, en mode de charge et de décharge.

Titre 5 – Exigences techniques complémentaires pour les nouveaux systèmes HVDC et les nouveaux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu

Chapitre 1^{er}. Dispositions générales

Art. 101. § 1^{er}. Le présent titre établit des exigences techniques complémentaires, par rapport aux exigences techniques générales du code de réseau européen HDVC, pour les nouveaux systèmes HDVC et les nouveaux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu et les nouvelles stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée.

Toutes les exigences et conditions spécifiques que le gestionnaire du réseau de transport doit ou peut spécifier pour un nouveau système HVDC déterminé, un nouveau parc non synchrone de générateurs raccordés déterminé ou une nouvelle station de conversion HVDC à l'extrémité isolée déterminée ou devant être convenues entre le gestionnaire du réseau de transport et ce même utilisateur du réseau de transport, en application du code de réseau européen HVDC, seront déterminés respectivement unilatéralement ou fixés de commun accord dans le cadre juridique pertinent, qu'une référence à ces exigences et conditions spécifiques soit reprise ou non dans le présent chapitre.

§ 2. Conformément à l'article 38 du code de réseau européen HVDC, les exigences techniques relatives aux parcs non synchrones de générateurs en mer en vertu des articles 13 à 22 du code de réseau européen RfG ainsi que leur implémentation dans le présent arrêté s'appliquent aussi aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu. Le classement en catégories établi à l'article 5 du code de réseau européen RfG et à l'article 35, § 2 s'applique aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

§ 3. Conformément à l'article 46 du code de réseau européen HVDC, les exigences techniques prévues aux articles 11 à 39 du code de réseau européen HVDC, s'appliquent aux stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée, compte tenu des exigences spécifiques prévues aux articles 47 à 50 du code de réseau européen HVDC.

Chapitre 2. Exigences techniques complémentaires relatives au réglage de puissance active et au maintien de la fréquence

Section 1^{re}. Exigences techniques complémentaires relatives au réglage de puissance active et au maintien de la fréquence des raccordements en HVDC

Art. 102. § 1^{er}. En application de l'article 11, paragraphes 1^{er} et 2 et de l'annexe I du code de réseau européen HVDC, tout système HVDC est capable de rester connecté au réseau de transport et de fonctionner dans les plages de fréquence et les durées suivantes pour la plage de puissance de court-circuit telle que spécifiée par le gestionnaire du réseau de transport en application de l'article 32, paragraphe 2, du code de réseau européen HVDC à moins que des plages de fréquence plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues ne soient prévues dans cadre juridique

pertinent :

1° pendant une durée minimale de 60 secondes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 47,0 Hz et 47,5 Hz ; et

2° sans limite dans le temps si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 47,5 Hz et 51,5 Hz ; et

3° pendant une durée minimale de 30 minutes si la fréquence mesurée dans la zone de réglage est comprise entre 51,5 Hz et 52,0 Hz.

§ 2. En application de l'article 11, paragraphe 4, du code de réseau européen HVDC, en cas de limitation technique, la réduction maximale admissible de fourniture de puissance active à partir du point de fonctionnement d'un système HVDC ne peut dépasser 2%/Hz lorsque la fréquence du réseau en courant alternatif auquel le système HVDC est connecté descend en dessous de 49 Hz.

§ 3. En application de l'article 13, paragraphe 1^{er}. c), du code de réseau européen HVDC, un système HVDC est 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 mais en tout cas dans un délai inférieur à 2 secondes.

§ 4. En application de l'article 13, paragraphe 3, du code de réseau européen HVDC, 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 gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

§ 5. En application de l'article 15 du code de réseau européen HVDC et de son annexe II.A., en fonctionnement en mode FSM, un système HVDC est capable de répondre aux variations de fréquence de chaque réseau en courant alternatif raccordé en ajustant la puissance active comme indiqué dans le code de réseau européen HVDC et conformément aux paramètres spécifiés par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

A 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 soit conforme aux paramètres spécifiés par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent.

En application de l'article 15 du code de réseau européen HVDC et de son annexe II.B., concernant le mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O), un 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 aussi bref que possible et une durée d'activation complète déterminée à 2 secondes, à moins qu'une durée différente ne soit prévue dans le cadre juridique pertinent.

Le seuil de fréquence et les valeurs de statistique visés à l'annexe II.B.1. a), du code de réseau européen HVDC sont ajustables entre 50.2 Hz et 50.5 Hz pour le seuil de fréquence et à partir de 0,1% à la hausse pour la valeur de statistique minimale. La valeur de statistique minimale à maintenir est déterminée dans le cadre juridique pertinent.

En application de l'article 15 du code de réseau européen HVDC et de son annexe II.C., concernant le mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U), un 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 aussi bref que possible et une durée d'activation complète déterminée à 2 secondes, à moins qu'une durée différente ne soit prévue dans le cadre juridique pertinent.

Le seuil de fréquence et les valeurs de statistique visés à l'annexe II.C.1. a) du code de réseau européen HVDC sont ajustables entre 49.8 Hz et 49.5 Hz pour le seuil de fréquence et à partir de 0,1% à la hausse pour la valeur de statistique minimale. La valeur de statistique minimale à maintenir est déterminée dans le cadre juridique pertinent.

Section 2. Exigences techniques complémentaires relatives à la fréquence, applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu

Art. 103. Conformément aux articles 39, paragraphes 4 à 9, du code de réseau européen HVDC, les articles 13, paragraphes 2 et 3, 15, paragraphe 2, a), c), d) et e), du code de réseau européen RfG, ainsi que, le cas échéant, leur implémentation dans le présent arrêté, sont applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu en tenant compte des spécificités reprises à l'article 39, paragraphes, 4 à 9 du code de réseau européen HVDC.

Chapitre 3. Exigences techniques complémentaires relatives au réglage de la puissance réactive et au maintien de la tension et relatives à la tenue aux creux de tension

Section 1^{re}. Exigences techniques complémentaires relatives au réglage de la puissance réactive et au maintien de la tension des raccordements en HVDC

Art. 104. § 1^{er}. En application de l'article 18 du code de réseau européen HVDC et de son annexe III, une station de conversion HVDC est capable de rester connectée au réseau de transport et de fonctionner pour le courant maximal du système HVDC, dans les plages de tension du réseau de transport au point de raccordement (exprimée par la tension au point de raccordement rapportée à la tension de référence 1 pu) et pendant les durées suivantes, à moins que des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues ne soient prévues dans le cadre juridique pertinent :

1° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,85 pu et 1,118 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

2° pendant une durée minimale de 10 heures dans la plage de tension entre 1,118 pu et 1,15 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

3° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,85 pu et 1,05 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

4° pendant une durée minimale de 10 heures dans la plage de tension entre 1,05 pu et 1,0875 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

5° pendant une durée minimale de 60 minutes pour la plage de tension entre 1,0875 pu et

1,10 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

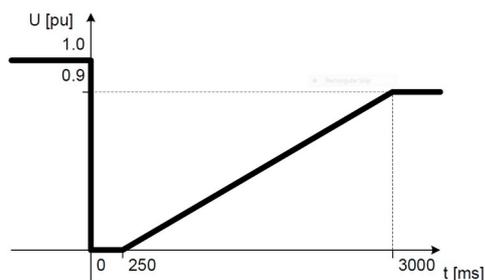
6° les durées minimales applicables aux points de raccordement pour les tensions de référence 1 pu en courant alternatif lorsque la base de tension pour les valeurs se situe en dehors de la plage entre 110 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) sont les mêmes que lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

7° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport pour les points de raccordement exploités pour les tensions de référence 1 pu en courant alternatif qui ne sont pas couvertes par l'annexe III du code de réseau européen HVDC.

§ 2. En application de l'article 18, paragraphe 3, du code de réseau européen HVDC, une station de conversion HVDC peut se déconnecter automatiquement lorsque les valeurs de tension au point raccordement sortent des limites spécifiées ci-dessous.

Une station de conversion HVDC est ainsi être capable de rester connectée au réseau de transport aussi longtemps que les limites suivantes sont respectées à moins que des limites plus strictes ne soient spécifiées dans le cadre juridique pertinent :

Temps [ms]	Amplitude de tension [pu]
$T < 0$ ms	1.0
0	0
250	0 (augmentation linéaire jusqu'au point suivant)
3000	0.9
∞ (pour un temps indéfini)	0.9



Le gestionnaire du réseau de transport et le propriétaire du système HVDC conviennent des modalités et des réglages pour la déconnexion automatique dans le cadre juridique pertinent.

§ 3. En application de l'article 20, paragraphes 1^{er} et 2, du code de réseau européen HVDC, le gestionnaire du réseau de transport spécifie dans le cadre juridique pertinent les exigences de capacité en puissance réactive qui s'appliquent 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 absorber de la puissance réactive à sa puissance active maximale. En application de l'article 20, paragraphe 3, du code de réseau européen HVDC, 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 un délai maximal de 100 millisecondes.

§ 4. Conformément à l'article 22, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen HVDC, une station de conversion HVDC est capable de fonctionner dans les modes de réglage suivants :

- 1° réglage de la tension ;
- 2° réglage de la puissance réactive ; et
- 3° réglage du facteur de puissance.

En application de l'article 22, paragraphe 2, du code de réseau européen HVDC, une station de conversion HVDC est également capable de fonctionner dans les modes de réglage suivants :

1° réglage de la puissance réactive dépendante de la tension : les caractéristiques de ce mode font l'objet d'un accord entre le gestionnaire du réseau de transport et le propriétaire du système HVDC dans le cadre juridique pertinent ; et

2° le mode STATCOM : l'ensemble des modes de contrôle spécifiés dans l'alinéa 1^{er} et l'alinéa 2, 1°, est disponible sans échange de puissance active peu importe que les stations de conversion soient connectées entre elles ou non au moyen d'un câble ou une ligne en courant direct.

En application de l'article 22, paragraphe 3, du code de réseau européen HVDC, 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 du code de réseau européen HVDC, conformément aux caractéristiques de réglage suivantes :

1° la tension de consigne au point de raccordement est fixée au cas par cas par le gestionnaire du réseau de transport ;

2° 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 consigne. La bande morte est ajustable par échelons de 0,5% ;

3° à la suite d'un échelon de tension, la station de conversion HVDC est capable de réaliser 90% de la variation de la fourniture ou absorption de puissance réactive dans un temps de 100 millisecondes avec limiteur de gradient hors service. En outre, la station de conversion HVDC est équipée d'un limiteur de gradient de puissance réactive qui stabilise la tension dans une marge de 1% de la valeur définie par le gestionnaire du réseau de transport au cas par cas dans un laps de temps programmable allant de 1 à 60 secondes avec des échelons de 0,1 seconde ;

4° 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 de la composante spécifiée pour la puissance réactive est ajustable en ligne dans une plage de 1 à 50 Mvar/seconde avec des échelons de 0.1 Mvar/seconde.

En application de l'article 22, paragraphe 5, du code de réseau européen HVDC, 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 du code de réseau européen HVDC. Les valeurs de consigne disponibles le sont par échelons ne dépassant pas un palier maximal autorisé spécifié à moins de 1 MVar pour la puissance réactive et à moins de 1 kV pour la tension.

§ 5. En application de l'article 23 du code de réseau européen HVDC, et en tenant compte des capacités d'un système HVDC, la contribution en puissance réactive est prioritaire en cas de tensions basses ou élevées, et en cas de défauts pour lesquels la tenue aux creux de tension est requise.

§ 6. Chaque système HVDC communique au gestionnaire du réseau de transport la capacité totale en puissance réactive de ce système, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées dans cadre juridique pertinent.

Section 2. Exigences techniques complémentaires en matière de tenue aux creux de tension des raccordements en HVDC

Art. 105. § 1^{er}. En application de l'article 25, paragraphe 1^{er} et de l'annexe V du code de réseau européen HVDC, le gestionnaire du réseau de transport spécifie dans le cadre juridique pertinent un gabarit de creux de tension.

En application de l'article 25, paragraphe 6, du code de réseau européen HVDC, les tenues aux creux de tension pour les cas de défauts asymétriques sont les suivantes :

1° la station de conversion HVDC est capable de régler les composantes inverses des courants et tensions ;

2° il est possible de continuer l'injection de puissance active jusqu'à la valeur maximale prévue de puissance active ;

3° un courant de distorsion de deuxième harmonique ne peut pas être transféré vers le côté en courant continu de la station de conversion HVDC ;

4° le réenclenchement automatique des lignes aériennes en courant alternatif ne peut pas engendrer la déconnexion du système HVDC.

§ 2. En application de l'article 26 du code de réseau européen HVDC, un système HVDC est en mesure de rétablir la puissance active après un défaut aux valeurs définies d'avant défaut dans un délai maximal de 200 millisecondes. Le gestionnaire du réseau de transport peut spécifier dans le cadre juridique pertinent des grandeurs et profils temporels du rétablissement de la puissance active différents afin d'autoriser un rétablissement plus lent.

Section 3. Exigences techniques complémentaires relatives à la puissance réactive et de tension applicables aux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu

Art. 106. § 1^{er}. En application de l'article 40, paragraphe 1^{er} et de l'annexe VII du code de réseau européen HVDC, un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu est capable de rester connecté au réseau de stations de conversion HVDC à extrémité isolée et de fonctionner dans les plages de tension (pu) et pendant les durées suivantes, à moins que des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues ne soient prévues dans le cadre juridique pertinent :

1° pendant une durée minimale de 60 minutes dans la plage de tension entre 0,85 pu et 0,90 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

2° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,10 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

3° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 1,10 pu et 1,118 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) sauf indication contraire du gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent ; et

4° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent dans la plage de tension entre 1,118 pu et 1,15 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

5° pendant une durée minimale de 60 minutes pour la plage de tension entre 0,85 pu et 0,90 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

6° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,05 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

7° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent dans la plage de tension entre 1,05 pu et 1,15 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

8° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport pour les points d'interface HVDC raccordés en courant alternatif et exploités à des plages de tensions qui ne sont pas couvertes par l'annexe VII du code de réseau européen HVDC.

§ 2. Chaque parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu communique au gestionnaire du réseau de transport la capacité totale en puissance réactive de ce parc, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent .

Section 4. Exigences techniques complémentaires relatives à la puissance réactive et de tension applicables aux stations de conversion HVDC à l'extrémité isolée

Art. 107. § 1^{er}. En application de l'article 48, paragraphe 1^{er} et de l'annexe VIII du code de réseau européen HVDC, une station de conversion HVDC à l'extrémité isolée est capable de rester connectée au réseau de stations de conversion HVDC à extrémité isolée et de fonctionner dans les plages de tension (pu) et pendant les durées suivantes, à moins que des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus

longues ne soient prévues dans cadre juridique pertinent :

1° pendant une durée minimale de 60 minutes dans la plage de tension entre 0,85 pu et 0,90 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

2° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,10 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

3° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 1,10 pu et 1,12 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) sauf indication contraire du gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent ; et

4° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent dans la plage de tension entre 1,12 pu et 1,15 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 110 kV et 300 kV (cette valeur non incluse) ; et

5° pendant une durée minimale de 60 minutes pour la plage de tension entre 0,85 pu et 0,90 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

6° sans limite dans le temps dans la plage de tension entre 0,90 pu et 1,05 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

7° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre juridique pertinent dans la plage de tension entre 1,05 pu et 1,15 pu lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 kV et 400 kV (ces deux valeurs incluses) ; et

8° pendant une durée minimale à spécifier par le gestionnaire du réseau de transport pour les points d'interface HVDC raccordés en courant alternatif et exploités à des tensions qui ne sont pas couvertes par l'annexe VIII du code de réseau européen HVDC.

§ 2. Chaque station de conversion HVDC à l'extrémité isolée communique au gestionnaire du réseau de transport la capacité totale en puissance réactive de cette station, en fait la démonstration et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

Chapitre 4. Exigences techniques complémentaires applicables aux dispositifs de protection et aux réglages correspondants

Art. 108. En application de l'article 36 du code de réseau européen HVDC, les paramètres des différents modes de contrôle-commande et des réglages des protections du système HVDC peuvent être modifié dans la station de conversion HVDC.

Le système HVDC doit être équipé d'une méthode sécurisée empêchant les changements non désirés et non prévus desdits paramètres.

Art. 109. Les exigences techniques complémentaires fixées aux articles 60 et 61 en matière de protection sont également applicables pour les nouveaux systèmes HVDC et les nouveaux parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

Titre 6 – Exigences techniques complémentaires pour les unités en mer, raccordés en courant alternatif

Chapitre 1^{er}. Exigences techniques complémentaires pour les unités de production d'électricité synchrones en mer

Art. 110. § 1^{er}. Conformément à l'article 6, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen RfG, et sous réserve des exigences techniques générales exhaustives découlant des articles 13 à 16 du code de réseau européen RfG et des exigences techniques générales exhaustives applicables aux unités de production d'électricité synchrones de type B (article 17 code de réseau européen RfG), type C (article 18 code de réseau européen RfG) et type D (article 19 code de réseau européen RfG) considérées comme nouvelles conformément à l'article 36 et sans préjudice des dispositions sous le paragraphe 2, les exigences techniques complémentaires relatives aux unités de production d'électricité de types B, C et D considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, visées aux articles 82 à 87 et les exigences techniques complémentaires relatives aux unités de production d'électricité synchrones de types B, C et D considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, visées aux articles 88 à 91 s'appliquent également aux unités de production d'électricité synchrones en mer.

§ 2. Si le gestionnaire du réseau de transport constate un besoin pour le réseau de transport et justifie, que ce besoin nécessite l'application d'une exigence technique à une future unité de production d'électricité synchrone en mer, et compte tenu de l'impact que peut avoir cette exigence technique sur cette unité de production d'électricité synchrone en mer, le gestionnaire du réseau de transport communique suffisamment à l'avance les besoins et la justification de l'application de l'exigence technique à cette unité de production d'électricité synchrone en mer.

Cette communication peut également prendre la forme d'une consultation publique lorsque cette exigence technique est susceptible d'être appliquée à plusieurs unités de production d'électricité synchrones en mer considérées comme nouvelles conformément à l'article 36.

§ 3. Le propriétaire d'une unité de production d'électricité synchrone en mer existante communique et démontre les capacités de cette unité au gestionnaire du réseau de transport et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport, même si ces capacités sont supérieures aux exigences réglementaires applicables. Cette mise à disposition peut seulement être refusée pour des raisons techniques et économiques dûment justifiées.

Cette mise à disposition se fait selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

§ 4. Toute unité de production d'électricité synchrone en mer peut participer au plan de défense du réseau, conformément à l'article 31.

Chapitre 2. Exigences techniques pour parcs non synchrones de générateurs en mer dont le ou les points de raccordement ne se trouve(nt) pas en mer

Art. 111. Conformément à l'article 23, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen RfG, et sous réserve des exigences techniques générales exhaustives découlant des articles 13 à 16 du code de réseau européen RfG et des exigences techniques générales exhaustives applicables aux nouveaux parcs non-synchrones de générateurs de types B, C et D, découlant respectivement des articles 20, 21 et 22 du code de réseau européen

RfG, les exigences d'application générale pour les nouveaux parcs non-synchrones de générateurs en mer dont le ou les points de raccordement de raccordement ne se trouve(nt) pas en mer, sont celles reprises aux articles 112 à 123.

Le propriétaire du parc non-synchrone de générateurs en mer existant communique et démontre les capacités de puissance réactive de ce parc au gestionnaire du réseau de transport et la met à disposition du gestionnaire du réseau de transport, même si ces capacités sont supérieures aux exigences réglementaires applicables. Cette mise à disposition peut seulement être refusée pour des raisons techniques et économiques dûment justifiées. Cette mise à disposition se fait selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

Tout parc non-synchrone de générateurs en mer peut participer au plan de défense du réseau, conformément à l'article 31.

Section 1^{re}. Exigences techniques complémentaires relatives à la plage opérationnelle de tension

Art. 112. L'article 85, § 2, s'applique aux parcs non-synchrones de générateurs en mer.

Section 2. Exigences techniques complémentaires relatives à la plage opérationnelle de fréquence

Art. 113. L'article 83 s'applique aux parcs non-synchrones de générateurs en mer.

Section 3. Exigences techniques complémentaires relatives au comportement pendant des vitesses de vent élevées

Art. 114. En application de l'article 15, paragraphe 6, e), du code de réseau européen RfG, les fonctionnalités et limitations en termes de taux de variation de la puissance active (limites de rampe) aussi bien dans le sens d'une hausse que d'une baisse de la production de puissance active pour le parc non-synchrone de générateurs en mer sont convenues lors du processus de demande de raccordement entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport pour un site spécifique et tel que prévu dans le cadre juridique pertinent, en tenant compte des spécificités de la source d'énergie primaire, et de la sécurité du système et des besoins en termes de sécurité d'approvisionnement. Ces fonctionnalités et limitations permettent l'imposition de limites minimale et maximale en kW/sec.

Art. 115. Pour les parcs non-synchrones de générateurs en mer nouveaux qu'existants, l'utilisateur du réseau de transport communique au gestionnaire du réseau de transport et met à disposition de ce dernier les données de mesure du vent à hauteur de la nacelle d'au moins deux turbines convenues entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport, la direction du vent, la production d'électricité avec les coordonnées relatives de chaque turbine et les éventuelles indisponibilités des turbines. Les modalités pour la communication de ces données sont convenues et fixées dans le cadre juridique pertinent.

Section 4. Exigences techniques complémentaires relatives à la réduction de la puissance active

Art. 116. En application de l'article 15, paragraphe 2, a), du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone doit être capable de réduire, à la demande du gestionnaire du réseau de transport, sa puissance active vers un niveau convenu entre l'utilisateur du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de transport. Cette réduction doit pouvoir

être effectuée moyennant une pente de 25 % du Pmax par minute et ce sans déconnexion du réseau de transport. Le gestionnaire du réseau de transport accompagne sa demande de réduction d'un signal d'activation/désactivation et une consigne de la puissance active demandée à l'utilisateur du réseau de transport.

Section 5. Exigences techniques complémentaires relatives au LFSM-O et LFSM-U

Art. 117. L'article 92, §§ 1^{er} et 2, s'appliquent au parc non-synchrone de générateurs en mer, respectivement pour le LFSM-O et le LFSM-U.

Section 6. Exigences techniques complémentaires relatives à la fourniture de puissance réactive

Art. 118. § 1^{er}. Les dispositions de l'article 93, § 2, relatives aux parcs non-synchrones de générateurs de type C ou D s'appliquent au parc non-synchrone de générateurs en mer.

L'utilisateur de réseau de transport communique la capacité du parc non-synchrone de générateurs de type éolienne, la démontre et la met à disposition de gestionnaire du réseau de transport compétent, pour autant que cette capacité soit supérieure aux exigences minimum prescrites. Cette mise à disposition peut seulement être refusée pour des raisons techniques et économiques dûment justifiées. Cette mise à disposition se fait selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent. La vitesse de réaction dans la courbe de capacité est convenue lors du processus de demande de raccordement entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport lors du processus de demande de raccordement pour un site spécifique et fixée dans le cadre juridique pertinent.

§ 2. En cas d'indisponibilité, accidentelle ou planifiée, de générateurs dans un parc non-synchrone de générateurs, l'utilisateur du réseau de transport notifie au gestionnaire du réseau de transport le Pref qui en résulte et qui est exprimé en un pourcentage du Pmax.

Section 7. Exigences techniques complémentaires relatives à la stabilité en tension et au réglage de la puissance réactive

Art. 119. L'article 93, § 1^{er}, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer.

Section 8. Exigences techniques complémentaires relatives à la déconnexion du réseau

Art. 120. L'article 85, § 1^{er}, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer.

Section 9. Exigences techniques complémentaires relatives à la tenue aux creux de tension

Art. 121. L'article 94, §§ 1^{er} et 3, s'applique aux parcs non-synchrones de générateurs en mer.

Section 10. Exigences techniques complémentaires relatives à l'injection de courant réactif en cas de défaut symétrique

Art. 122. L'article 93, § 3, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer.

Section 11. Exigences techniques complémentaires relatives au rétablissement de la puissance active après défaut

Art. 123. En application de l'article 20, paragraphe 3, du code de réseau européen RfG, tout parc de générateurs en mer est capable de rétablir la puissance active. Les paramètres de cette fonctionnalité et son activation sont convenus entre le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport pour un site spécifique et fixés dans le cadre juridique pertinent.

Chapitre 3. Exigences techniques pour les parcs non synchrones de générateurs en mer dont le ou les points de raccordement se trouve(nt) en mer

Art. 124. En application des articles 24 à 28 du code de réseau européen RfG, les exigences techniques complémentaires pour les nouveaux parcs non-synchrones de générateurs dont le ou les points de raccordement se trouve(nt) en mer, sont reprises aux articles 125 à 135.

Si le gestionnaire du réseau de transport constate un besoin pour le réseau de transport et justifie que ce besoin nécessite l'application d'une exigence technique pour un futur parc non-synchrone de générateurs en mer dont le ou les points de raccordement se trouve(nt) en mer, et compte tenu de l'impact que peut avoir cette exigence technique sur ledit parc non-synchrone de générateurs en mer, le gestionnaire du réseau de transport communique les besoins et la justification de l'application de l'exigence technique audit parc non-synchrone de générateurs en mer suffisamment en avance. Cette communication peut également prendre la forme d'une consultation publique lorsque cette exigence technique est susceptible d'être appliquée à plusieurs parcs non-synchrones de générateurs en mer.

Le propriétaire du parc non-synchrone de générateurs en mer existant dont le ou les points de raccordement se trouve(nt) en mer communique les capacités de ce parc, démontre ces capacités et les met à disposition au gestionnaire du réseau de transport, même si ces capacités sont supérieures aux exigences réglementaires applicables. Cette mise à disposition peut seulement être refusée pour des raisons techniques et économiques sérieuses dûment justifiées. Cette mise à disposition se fait selon les modalités fixées dans le cadre juridique pertinent.

Tout parc non-synchrone de générateurs en mer peut participer au plan de défense du réseau, conformément à l'article 31.

Section 1^{re}. Exigences techniques complémentaires relatives à la plage opérationnelle de tension

Art. 125. En application de l'article 25, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen RfG, et sans préjudice de l'article 14, paragraphe 3, a) et de l'article 16, paragraphe 3, a), du même code de réseau et des durées définies dans le tableau 10 mentionné à l'article 25, paragraphe 1^{er} précité, un parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé en courant alternatif est capable de rester connecté au réseau de transport et de fonctionner dans les plages de tension du réseau de transport au point de raccordement, exprimée par la tension au point de raccordement rapportée à la tension de référence 1 pu de moins de 300 kV, pour une durée de 20 minutes pour la plage de tension entre 1.118 pu – 1.15 pu.

Section 2. Exigences techniques complémentaires relatives à la plage opérationnelle de fréquence

Art. 126. En application de l'article 24 du code de réseau européen RfG, un parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé en courant alternatif, dans la zone d'équilibre, est capable d'au minimum fonctionner en mode synchrone avec le réseau de transport

dans les plages de fréquence et pendant les durées mentionnées à l'article 83, § 1^{er}, étant entendu que pour la plage de tension de 48,5 Hz – 49,0 Hz, la durée est illimitée.

Section 3. Exigences techniques complémentaires relatives au comportement pendant des vitesses de vent élevées

Art. 127. L'article 114 s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 4. Exigences techniques complémentaires relatives à la réduction de la puissance active

Art. 128. L'article 83, § 8, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 5. Exigences techniques complémentaires relatives au LFSM-O et LFSM-U

Art. 129. L'article 92, §§ 1^{er} et 2, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 6. Exigences techniques complémentaires relatives à la fourniture de puissance réactive

Art. 130. L'article 93, § 2, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 7. Exigences techniques complémentaires relatives à la stabilité en tension et au réglage de la puissance réactive

Art. 131. L'article 119 s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 8. Exigences techniques complémentaires relatives à la déconnexion du réseau

Art. 132. L'article 85, § 1^{er}, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 9. Exigences techniques complémentaires relatives à la tenue aux creux de tension

Art. 133. L'article 94, §§ 1^{er} et 3, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé en mer.

Section 10. Exigences techniques complémentaires relatives à l'injection de courant réactif et en cas de défaut symétrique

Art. 134. L'article 93, § 3, s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Section 11. Exigences techniques complémentaires relatives au rétablissement de la puissance active après défaut

Art. 135. L'article 123 s'applique à tout parc non-synchrone de générateurs en mer raccordé dont le ou les points de raccordement se trouvent en mer.

Titre 7 – Exemptions

Art. 136. Une ou plusieurs des exigences techniques fixées dans le titre 3 du livre 6 ne sont pas applicables aux installations de raccordement ou aux installations d'utilisateurs de système, considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, lorsque la CREG décide d'exonérer certaines catégories de nouvelles installations de raccordement ou d'utilisateurs de système de ces exigences techniques, à titre collectif, ou d'exonérer une nouvelle installation de raccordement ou une installation d'utilisateur de système à titre individuel. Ceci se fait conformément à la procédure de dérogation décrite à l'article 7, alinéa 3 et dans les codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC. Cette procédure de dérogation est, par analogie, également appliquée aux installations de stockage d'énergie non-synchrone.

LIVRE 8 – MODALITES SPECIFIQUES ENTRE LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE TRANSPORT ET LE GESTIONNAIRE D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION PUBLIC OU UN RESEAU DE TRANSPORT LOCAL

Titre 1^{er} – Relation du présent livre avec les autres livres du présent arrêté

Art. 137. Pour leurs installations respectives visées à l'article 35, § 3, 2° et 3°, les gestionnaires de réseau public de distribution respectent :

1° les dispositions du présent livre ;

2° les autres dispositions du présent arrêté qui renvoient explicitement au présent livre ;

3° les dispositions suivantes pour lesquelles les gestionnaires de réseau publics de distribution sont assimilés à des utilisateurs du réseau de transport ou à des utilisateurs de système, sans préjudice de la législation leur étant applicable en raison de l'utilisation du réseau de transport :

a) livre 3 : les articles 18 à 20 ;

b) livre 5 : les articles 24 et 26 à 28 ;

c) livre 9: les articles 154 et 155 ;

4° les dispositions des autres livres celles-ci sont applicables aux gestionnaires de réseau public de distribution en leur qualité de gestionnaire de réseau.

Titre 2 – Exigences techniques complémentaires

Chapitre 1^{er}. - Exigences techniques complémentaires pour les équipements d'échange d'informations

Art. 138. Les exigences techniques complémentaires pour les équipements d'échange d'information sont reprises à l'article 77.

Chapitre 2. - Exigences techniques en matière de tension

Art. 139. Sans préjudice des exigences techniques découlant de codes de réseau et lignes directrices européens, le gestionnaire du réseau de transport fournit au gestionnaire de réseau public de distribution et au gestionnaire de réseau de transport local, conformément au cadre juridique pertinent, une tension au point d'interconnexion qui permet à ce gestionnaire de satisfaire à la norme de qualité EN 50160.

Conformément à l'article 20 du code de réseau européen DCC, le niveau déterminé de distorsion ou de fluctuation de la tension du réseau au point d'interconnexion ne peut pas dévier des valeurs déterminées à l'article 40 du présent arrêté.

Chapitre 3. - Exigences techniques complémentaires pour les nouvelles installations visées à l'article 35, § 3, 2° et 3°

Art. 140. Pour leurs installations visées à l'article 35, § 3, 2°, 3° et 6°, considérées comme nouvelles conformément à l'article 36, et sans préjudice du respect des exigences techniques fixées dans les codes de réseaux et lignes directrices européens, le gestionnaire d'un réseau public de distribution et le gestionnaire d'un réseau de transport local respectent :

- 1° les exigences techniques générales complémentaires fixées aux articles 141 à 147, et
- 2° les exigences techniques générales et particulières complémentaires convenues dans le cadre juridique pertinent, le cas échéant, entre le gestionnaire du réseau de transport et le gestionnaire de réseau public de distribution, en application des codes de réseaux et lignes directrices européens.

Conformément aux codes de réseaux européens DCC et RfG, et sans préjudice des spécifications aux livres 6 et 7 auxquelles les dispositions du présent livre renvoient le cas échéant, les articles 141 à 147 indiquent que les exigences d'application générale complémentaires découlent d'une proposition d'exigences du gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent.

Section 1^{re}. Exigences techniques complémentaires en matière de puissance réactive

Art. 141. Conformément à l'article 15, paragraphe 1^{er}, b) et c), du code de réseau européen DCC, les réseaux publics de distribution et le réseau de transport local raccordés au réseau de transport disposent, dans leurs réseaux, des capacités nécessaires afin d'être capables de maintenir le point de fonctionnement de leur(s) point(s) d'interconnexion en régime permanent dans une plage de puissance réactive spécifiée sur proposition du gestionnaire du réseau de transport, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage, conformément aux conditions suivantes :

1° la plage effective de puissance réactive pour l'absorption de puissance réactive ne dépasse pas 33% de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour l'absorption de puissance réactive (consommation), si la tension au point d'interconnexion est égale à ou dépasse 30 kV ;

2° la plage effective de puissance réactive pour l'absorption de puissance réactive ne dépasse pas 21% de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour l'absorption de

puissance réactive (consommation), si la tension au point d'interconnexion est inférieure à 30 kV ;

3° la plage effective de puissance réactive pour la fourniture de puissance réactive ne dépasse pas 15% de la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection, la plus grande valeur des deux étant retenue, pour la fourniture de puissance réactive (production d'électricité), étant entendu que la puissance active maximale en soutirage ou de la puissance active maximale en injection est soit égale à la capacité d'échange active minimale disponible au point d'interconnexion, en tenant compte des indisponibilités sur les éléments de réseau (N-1) si la tension au point d'interconnexion est inférieure à 30 kV, soit égale à la puissance mise à disposition si la tension au point d'interconnexion est égale à ou dépasse 30 kV. La capacité d'échange active minimale disponible au point d'interconnexion ainsi que la puissance mise à disposition sont toute deux reprises dans le cadre juridique pertinent.

Ces capacités doivent être démontrées par le gestionnaire d'un réseau public de distribution ou d'un réseau de transport local au gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage pour un nombre limité de scénarios de référence prédéfinis qui sont décrits dans le cadre juridique pertinent, mais n'exclut pas l'absorption ou la fourniture de puissance réactive en fonctionnement opérationnel en dehors des plages mentionnées ci-dessus.

D'autres limites peuvent être déterminées pour un point d'interconnexion spécifique ou un ensemble de points d'interconnexion sur base d'une analyse réalisée conjointement entre le gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage et le gestionnaire de réseau public de distribution, conformément à l'article. 15, paragraphe 1^{er}, c), du code de réseau européen DCC.

En outre, lorsque les moyens disponibles, incluant l'utilisation des moyens de réglage des unités de production d'électricité raccordée respectivement sur leur réseau public de distribution ou réseau de transport local, ne suffisent pas au respect de la plage de puissance réactive spécifiée ci-dessus et qu'un investissement s'avère nécessaire, une analyse conjointe entre le gestionnaire du réseau de transport en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage et le gestionnaire de réseau public de distribution ou réseau de transport local sera réalisée, afin de déterminer la solution qui réponde le mieux notamment aux contraintes techniques et qui est optimale sur le plan économique, principe également appelé optimum technico-économique global dont les modalités pratiques de mise en application sont précisées dans le cadre juridique pertinent.

Art. 142. Toute exigence, par le gestionnaire du réseau de transport, que les réseaux publics de distribution raccordés à un réseau de transport aient la capacité, au point de raccordement, de ne pas fournir de puissance réactive (production) (à la tension de référence 1 pu) pour une puissance active inférieure à 25% de la puissance maximale en soutirage conformément à l'article 15, paragraphe 2, du code de réseau européen DCC, doit être justifiée par une analyse réalisée conjointement avec le gestionnaire de réseau de distribution raccordé au réseau de transport. Si cette exigence n'est pas justifiée au vu de l'analyse conjointe, le gestionnaire du réseau de transport et le gestionnaire de réseau de distribution raccordé au réseau de transport conviennent des exigences à appliquer conformément aux conclusions d'une analyse conjointe.

Section 2. Exigences techniques complémentaires en matière de fréquence

Art. 143. En application de l'article 12, paragraphe 2, du code de réseau européen DCC,

lorsque le gestionnaire du réseau de transport convient en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent avec les gestionnaires de réseau public de distribution et les gestionnaires de transport local raccordées au réseau de transport de plages de fréquences plus larges et de durées de fonctionnement minimales plus longues par rapport à celles définies à l'article 73, ils prennent en considération les besoins du système électrique de la zone de réglage, leur plage de fréquence techniquement faisable et leurs capacités de rester connectés au réseau au-delà ce qui est prévue à l'article 73.

Section 3. Exigences techniques complémentaires relatives à la tension au point d'interconnexion

Art. 144. Conformément à l'article 13, paragraphe 7, du code de réseau européen DCC, les plages de tension aux points d'interconnexion et la durée pendant laquelle chacune des installations visées à l'article 35, § 3, 2° et 3°, sont capables de rester connectées, sont les suivantes :

Plage de tension	Durée
0,90 pu – 1,118 pu	Illimitée

Les niveaux de tension auxquelles ces plages de tension s'appliquent sont les suivantes : 6 kV, 10 kV, 11 kV, 12 kV, 15 kV, 26 kV, 30 kV, 36 kV et 70 kV.

La valeur supérieure ne remplace pas la capacité de tenue en tension du matériel qui est exigée par l'annexe 1, A et B.

Section 4. Exigences techniques complémentaires en matière de court-circuit

Art. 145. Les exigences techniques complémentaires en matière de court-circuit sont définies à l'article 75.

Section 5. Exigences techniques complémentaires en matière de déconnexion automatique en fréquence basse

Art. 146. Conformément à l'article 19, paragraphe 1^{er}, du code de réseau européen DCC, les critères de déconnexion automatiques sont définis dans le cadre juridique pertinent conformément au plan de défense du réseau, sur base d'une combinaison d'une valeur de fréquence basse et d'une vitesse de variation de la fréquence.

Section 6. Exigences techniques complémentaires en matière de blocage des régulateurs en charge de transformateur

Art. 147. Conformément à l'article 19, paragraphe 3, du code de réseau européen DCC, le transformateur transformant la tension du réseau entre le réseau de transport et le réseau public de distribution, est muni d'un blocage régulateur en charge.

Section 7. Exigences techniques complémentaires en matière de reconnexion des réseaux publics de distribution

Art. 148. Conformément à l'article 19, paragraphe 4, du code de réseau européen DCC, et sans préjudice de l'article 78, tous les réseaux publics de distribution et les réseaux de transport local raccordés à un réseau de transport satisfont aux exigences suivantes en ce qui concerne leur déconnexion ou leur reconnexion :

1° dans sa capacité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage, le gestionnaire du réseau de transport spécifie dans le cadre juridique pertinent les conditions dans lesquelles un réseau public de distribution et un réseau de transport local raccordé à un réseau de transport est autorisé à se reconnecter au réseau de transport après une déconnexion et dans lesquelles les systèmes de reconnexion automatique peuvent être autorisés ;

2° les installations visées à l'article 35, § 3, alinéa 1^{er}, 2°, sont déconnectables à distance du réseau de transport lorsque le gestionnaire du réseau de transport compétent le prévoit dans le cadre juridique pertinent en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport compétent pour la zone de réglage. Dans ce cas, la déconnexion est effective dans les dix minutes, sauf si un autre délai est prévu dans la phase de conception d'un raccordement spécial.

Titre 3 – Relations dans le cadre de la gestion du marché de l'énergie et de la facturation

Art. 149. Lorsque le gestionnaire du réseau de transport notifie la suspension du statut de responsable d'équilibre, il en informe immédiatement le ou les gestionnaires de réseau public de distribution et le réseau de transport local concernés qui prend ou prennent toutes les dispositions nécessaires pour informer les détenteurs d'accès concernés.

LIVRE 9 – COMPTAGES ET MESURES

Art. 150. Les équipements de mesure aux fins de la présente partie sont les équipements sur lesquels le gestionnaire du réseau de transport doit exercer un contrôle en vue d'assurer l'exploitation du réseau de transport, les règlements financiers consécutifs à l'exercice de ses missions, ainsi que pour répondre à ses obligations légales.

Art. 151. Les équipements de mesure et leurs composants répondent aux exigences des normes belges et internationales applicables.

Art. 152. Le gestionnaire du réseau de transport inscrit les équipements de mesure visés dans le code de bonne conduite, et leurs spécificités techniques dans le registre des équipements de mesure lorsque les équipements de mesure utilisés pour les mesures visées au présent livre sont conformes au présent arrêté et/ou à la législation applicable.

Cette inscription atteste, jusqu'à preuve du contraire, de la conformité des équipements de mesure au présent arrêté et/ou à la législation applicable au moment de l'inscription.

Le gestionnaire du réseau de transport retire du registre des équipements de mesures les équipements de mesure qui ne sont plus visés dans le code de bonne conduite.

Art. 153. A moins que la législation applicable n'en dispose autrement, le gestionnaire du réseau de transport détermine les critères techniques auxquels les équipements de mesure, visés dans le code de bonne conduite, doivent être conformes, notamment :

- 1° les normes applicables ;
- 2° les grandeurs à mesurer et les unités employées ;
- 3° la périodicité des mesures ;
- 4° la précision des mesures ;

5° le cas échéant, le dédoublement des équipements de mesure.

Art. 154. Le gestionnaire du réseau de transport détermine de manière objective, transparente et non discriminatoire les procédures relatives aux équipements de mesure visés dans le code de bonne conduite, que le gestionnaire du réseau de transport et l'utilisateur du réseau de transport mettent en œuvre et notifie celles-ci sans délai à la CREG.

Art. 155. Toute personne, y compris l'utilisateur du réseau de transport, qui accède aux installations où se trouvent des équipements de mesure est responsable notamment du respect de la confidentialité des données de mesure auxquelles cet utilisateur du réseau de transport ou ces autres personnes peuvent avoir accès.

L'accès aux équipements de mesure ne peut pas avoir pour conséquence de perturber la sécurité du réseau, ni ne peut engendrer des dommages aux personnes ou aux biens.

Art. 156. L'étalonnage des compteurs du gestionnaire du réseau de transport est effectué par un organisme ayant la qualification « Belac » ou une qualification équivalente sur base d'un cahier des charges établi par le gestionnaire du réseau de transport.

Toute personne intéressée peut, moyennant une demande adressée au gestionnaire du réseau de transport obtenir un exemplaire de ce cahier des charges.

LIVRE 10 – DISPOSITIONS FINALES

Art. 157. Le non-respect des dispositions de l'article 10, ainsi que de l'article 48 relatif à la communication des informations au gestionnaire du réseau de transport est sanctionné par une peine d'emprisonnement de huit jours et une amende de cinquante à quatre cent nonante-cinq euros et septante-neuf cents ou d'une de ces peines seulement.

Tout accès non autorisé du gestionnaire du réseau de transport aux installations de l'utilisateur du réseau de transport ou, le cas échéant, de tout autre utilisateur de système, conformément aux dispositions des articles 19 et 20 et le cas échéant de procédures établies par le gestionnaire du réseau de transport, est sanctionné par une peine d'emprisonnement de huit jours et une amende de quatre cent nonante-cinq euros et septante-neuf cents ou d'une de ces peines seulement.

Art. 158. L'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, modifié par l'arrêté royal du 13 juin 2021, est abrogé.

Art. 159. Le ministre ayant l'Énergie dans ses attributions est chargé de l'exécution du présent arrêté.

Donné à

PAR LE ROI :
Le Ministre de l'Economie,
Le Ministre des Affaires sociales et de la Santé publique,

Frank Vandenbroucke

La Ministre de l'Intérieur, **De Minister van Binnenlandse Zaken,**

Annelies Verlinden

La Ministre de l'Energie, **De Minister van Energie,**

Tinne Van der Straeten

Annexe 1. Caractéristiques techniques d'une installation.

Pour les caractéristiques non mentionnées, les installations doivent respecter les normes déterminées par le gestionnaire du réseau de transport et précisées dans le cadre juridique pertinent.

Un utilisateur de système peut dévier des données mentionnées ci-dessous uniquement pour des raisons motivées et sous condition de l'approbation notifiée du gestionnaire du réseau de transport. Chaque déviation devra être signalée dans le cadre juridique pertinent applicable.

A. Caractéristiques techniques d'une installation considérée comme existante conformément à l'article 36

Niveau de tension (kV)	Um Equipement (kV)	LIWV Uw (kV)		Disjoncteurs	Autres équipements		
				Isc (kA)	I thermique		I dynamique (kA)
					Durée	(kA)	
380	420	1550 ou 1425 (*)		50 ou 63 (*)	>= 1 s	50	125
220	245	1050		40	>= 1 s	40	100
150	170	750		40 ou 50 (*)	>= 1 s	40	100
70	82.5	Hors Zone Liège	380	20	>= 1 s	20	50
		Zone Liège	380	31.5	>= 1 s	31.5	80
36	40.5	200 ou ≥ 170 (*)		31.5	>= 1.2 s	31.5	80
30	36	170		31.5	>= 1.2 s	31.5	80
26	30	145		25	>= 2 s (1)	25	63
15	17.5	95		20	>= 2 s (1)	20	50
11-12	17.5	95		25	>= 2 s (1)	25	63
10	12	75		25	>= 2 s (1)	25	63
6	7.2	60		25	>= 2 s (1)	25	63

(*): suivant décision gestionnaire du réseau.

(1): correspondant au temps de déclenchement de la protection en réserve

B. Caractéristiques techniques d'une installation considérée comme nouvelle conformément à l'article 36

Ni- veau de ten- sion (kV)	Um Equi- pement (kV)	LIWV Uw (kV)	I dynamique (kA)	Disjoncteurs	Autres équipements travées haute tension		Liaison en câble souterrain / ligne aérienne	
				Isc (kA)	I thermique		I thermique (3φ et 1φ)	
					Durée	(kA)	Durée	(kA)
380	420	1425	160 ou 125 (*)	63 ou 50 (*)	>= 1 s	63 ou 50 (*)	0,6 s	50
220	245	1050	125 ou 100(*)	50 ou 40 (*)	>= 1 s	50 ou 40 (*)	0.6 s	40
150	170	750	125 ou 100 (*)	50 ou 40 (*)	>= 1 s	50 ou 40 (*)	0.6 s	40
110	123	550	100	40	>= 1 s	40	0.6 s	Cable: 40 Ligne: 40 ou 31,5 (*)
70	82.5	380	100 ou 80 ou 50 (*)	40 ou 31.5 ou 20 (*)	>= 1 s	40 ou 31.5 ou 20 (*)	0.6 s	Cable: 25 Ligne: 25 ou 20(*)
36	40.5 (42)	200 ou ≥ 170 (*)	100 ou 80(*)	40 ou 31.5 (*)	>= 1.2 s	40 ou 31.5 (*)	3φ: 1.2 s 1φ: 1,2 s	3φ: 31,5 1φ: 4
30	36	170	100 ou 80 (*)	40 ou 31.5 (*)	>= 1.2 s	40 ou 31.5 (*)		
26	30	145	80 ou 63 (*)	31.5 ou 25 (*)	>= 2 s (1)	31.5 ou 25 (*)		
15	17.5	95	63	25	>= 2 s (1)	25	3φ:2 s 1φ: 3,3 s	3φ: 25 1φ: 4
11-12	17.5	95	63	25	>= 2 s (1)	25		
10	12	75	63	25	>= 2 s (1)	25		
6	7.2	60	63	25	>= 2 s (1)	25		

(*) : suivant la décision du gestionnaire du réseau

(1): correspondant au temps de déclenchement de la protection en réserve

Vu pour être annexé à notre arrêté du

établissant un règlement

technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité.

Donné à

Par le Roi :
Le Ministre de l'Economie,

Pierre-Yves Dermagne

Le Ministre des Affaires sociales et de la Santé publique,

Frank Vandebroucke

La Ministre de l'Intérieur,

Annelies Verlinden

La Ministre de l'Énergie,

Tinne Van der Straeten

Annexe 2. Temps maximal d'élimination d'un défaut par protections.

Un utilisateur du réseau de transport peut dévier des données mentionnées ci-dessous uniquement pour des raisons motivées et sous condition de l'approbation notifiée du gestionnaire du réseau de transport. Chaque déviation devra être signalée dans le cadre juridique pertinent applicable.

A. Temps maximal d'élimination d'un défaut par protections pour une installation considérée comme existante conformément à l'article 36.

Niveau de tension (kV)	LIGNES, CABLES, TRANSFO *									Défaut JEUX DE BARRES		
	Base (ms)	Refus Protect (ms)	Refus Disj.(ms)		Réserve ligne/câble suivant (ms)	Réserve jeux de barres suivants (ms) ****		Réenclement ligne (ms)		Base (ms)	Réserve du couplage (ms)	
			déf. mono	déf. poly		Déf. mono	déf. poly	mono.	Polyphasé		déf. mono.	déf. poly
380	100	100	300	170	1000	500	250	1	10	100	250	170
220	120	120	-	-	1000	600	600	1	***	100	300	300
150	120	120	-	-	1000	600	600	1	***	100	300	300
70	120**	2250	-	-	1000	600	600	-	***	600	-	-
36	120	2250	-	-	1200	120	1200	-	***	600	-	-
30	120	2250	-	-	1200	120	1200	-	***	600	-	-

						0							
15	1100	3100	-	-	-	180	1800	-	***	1800	-	-	
						0							
12	1100	3100	-	-	-	180	1800	-	***	1800	-	-	
						0							
10	1100	3100	-	-	-	180	1800	-	***	1800	-	-	
						0							

* Transformateur: niveau de tension = tension nominale max. du transformateur

** Pour les lignes, cette valeur est d'application pour l'extrémité située le plus proche du défaut; pour l'autre extrémité, un temps d'élimination de 500 ms est autorisé.

*** A déterminer par le gestionnaire du réseau en fonction des paramètres de réglage des protections des installations avoisinantes

**** Aussi applicable pour défaut entre transformateur de courant et disjoncteur

Remarque: Tous les temps sont les valeurs maximales permises.

B. Temps maximal d'élimination des défauts par protections pour une installation nouvelle au sens de la législation applicable et de l'article 71, § 2.

Niveau de tension (kV)	Base (ms)	Refus Protect (ms)	Refus Disj. (ms) *****		Réserve ligne/câble suivant (ms)	Réserve jeux de barres suivants (ms) ****		Réenclenchement ligne (s)		Base (ms)	Réserve du couplage (ms)	
			déf. mono	déf. poly		Déf. mono	déf. poly	mono.	Poly-phasé		déf. mono.	déf. poly
			380	100	100	300	250	1000	500	270	1	10; 16
220	120	120	300	300	1000	600	600	1	***	100	330	330
150	120	120	300	300	1000	600	600	1	***	100	330	330
110	120* *	2250	300	300	1000	600	600	-	***	100	330	330
70	120* *	2250	-	-	1000	600	600	-	***	600	-	-
30-36	120* *	2250	-	-	1200	1200	1200	-	***	600	-	-
10-29,9kV	1100	3100	-	-	-	1800	1800	-	***	1800	-	-

* Transformateur: niveau de tension = tension nominale max. du transformateur

** Pour les lignes, cette valeur est d'application pour l'extrémité située le plus proche du défaut; pour l'autre extrémité, un temps d'élimination de 500 ms est autorisé.

*** A déterminer par le gestionnaire du réseau en fonction des paramètres de réglage des protections des installations avoisinantes

**** Aussi applicable pour défaut entre transformateur de courant et disjoncteur; ces valeurs sont valables pour les deux extrémités des lignes connectées au jeu de barre concerné

***** Seulement pour les disjoncteurs des barres haute tension raccordées aux jeux de barre

Remarque: Tous les temps sont les valeurs maximales permises.

Vu pour être annexé à notre arrêté du
du réseau de transport de l'électricité.

établissant un règlement technique pour la gestion

Donné à

Par le Roi :
Le Ministre de l'Economie,

Pierre-Yves Dermagne

Le Ministre des Affaires sociales et de la Santé publique,

Frank Vandenbroucke

La Ministre de l'Intérieur,

Annelies Verlinden

La Ministre de l'Énergie,

Tinne Van der Straeten