

Avis

(A)2271
20 avril 2023

Avis sur la proposition d'Elia Transmission Belgium SA du 16 juin 2021 de modification de ses lignes directrices définissant le concept de « modernisation substantielle »

Article 48, §§ 2 et 3 du code de bonne conduite de la CREG du 20 octobre 2022

Non confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
2. ANTECEDENTS	13
3. DISCUSSION	13
3.1. Généralités	13
3.2. Lignes directrices pour les installations/unités existantes visées à l'article 4.1, a) du code de réseau européen DCC autres que les installations de consommation existantes dans la mesure où elles sont pertinentes au niveau fédéral.....	14
3.3. Lignes directrices pour l'application de l'article 4.1, a) du code de réseau européen HVDC	15
3.4. Lignes directrices pour la modernisation de parcs non synchrones de stockage	16
3.5. Lignes directrices pour l'application de l'article 4.1, b) des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC.....	16
4. CONCLUSION	17
ANNEXE 1.....	19

INTRODUCTION

1. La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a reçu par lettre du 16 juin 2021 une proposition, formulée par la SA Elia Transmission Belgium (ci-après : « Elia »), de modification de ses lignes directrices du 9 septembre 2020 définissant le concept de « modernisation substantielle » dans le cadre de 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 (ci-après : le « règlement technique fédéral »). Cette lettre était également adressée à la Direction générale Energie.

Elia expose sa demande comme suit :

« En ce qui concerne les installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport, la CREG a indiqué dans son avis que les lignes directrices étaient incomplètes eu égard au champ d'application de l'article 4.1. du code de réseau DCC. Cet article dispose notamment que les installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport sont couvertes par les exigences du code de réseau européen DCC en cas de modernisation substantielle.

Cette application spécifique de la modernisation substantielle était initialement prévue dans l'accord de coopération entre les gestionnaires de réseau de distribution et Elia. Toutefois, conformément à la procédure prévue à l'article 162, § 2 et § 3 du RTF, Elia doit également soumettre des lignes directrices sur la modernisation substantielle au SPF Economie et à la CREG pour avis en ce qui concerne les installations en question.

Il a donc été décidé d'inclure ces dispositions dans les lignes directrices plutôt que dans l'accord de coopération.

Conformément à l'article 162, § 2 et § 3 du RTF, Elia demande au SPF Economie et à la CREG un avis sur les lignes directrices concernant la modernisation substantielle des installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport, qui sont reprises dans les lignes directrices en annexe aux : - Chapitre 2 - Principes d'une modernisation substantielle, partie « Principes particuliers pour les installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport (DCC) », et - Chapitre 3.2 - Processus pour les installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport.

En outre, la CREG a également indiqué qu'Elia doit élaborer des lignes directrices sur l'application de la modernisation substantielle aux installations HVDC (conformément à l'article 4.1 a) du code de réseau européen HVDC[2]) et aux parcs non synchrones de stockage, ainsi que sur l'application de l'article 4.1 b) des codes de réseau européens RfG[3], DCC et HVDC.

1. En ce qui concerne l'élaboration de lignes directrices relatives à l'application de la modernisation substantielle aux installations HVDC, Elia souhaite informer la CREG et le SPF Economie qu'elle continue à examiner cette question. Elia continuera à informer la CREG et le SPF Economie de l'évolution de la situation.

2. En ce qui concerne l'élaboration de lignes directrices sur l'application de la modernisation substantielle aux parcs non synchrones de stockage, Elia se réfère à la recommandation du Users' Group du 9 septembre 2020, qui demande de supprimer du RTF cette application, qui est purement déterminée par le RTF et qui va au-delà des codes de réseau européens. Dans l'attente de cette adaptation, Elia n'élaborera donc pas de lignes directrices en la matière.

3. En ce qui concerne l'élaboration de lignes directrices pour l'application de l'article 4.1., b) des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC, Elia se réfère aux dispositions de l'article 4.1., b) de ces règlements : « une autorité de régulation ou, le cas échéant, un État membre décide de soumettre une unité de production d'électricité existante à tout ou partie des exigences du présent règlement, à la suite d'une proposition du GRT compétent,

conformément aux paragraphes 3, 4 et 5 ». Contrairement à l'article 4.1., a), la procédure pour l'application de l'article 4.1., b est déterminée par les codes de réseau pertinents. Elia est donc d'avis que la simple répétition de la procédure définie par les codes de réseau dans les lignes directrices régulées n'apporte aucune valeur ajoutée et préconise de modifier le RTF pour supprimer cette obligation. »

La Direction générale Energie a émis un avis sur la proposition d'Elia, datée du 16 juin 2021, de modification de ses lignes directrices concernant la modernisation substantielle du 9 septembre 2020 et l'a transmis à Elia et à la CREG par lettre du 19 juillet 2021.

2. Lors de sa réunion du 20 avril 2023, le comité de direction de la CREG a décidé de rendre l'avis ci-dessous sur la proposition d'Elia du 16 juin 2021, conformément à l'article 48, §§ 2 et 3 du code de bonne conduite de la CREG du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions (ci-après : « le code de bonne conduite »).

1. CADRE LEGAL

3. La présente demande d'avis a été introduite par Elia le 16 juin 2021 conformément aux dispositions pertinentes des codes de réseau et lignes directrices européens et du règlement technique fédéral.

4. Le code de bonne conduite a entre-temps remplacé le règlement technique fédéral s'agissant des dispositions y figurant concernant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions.

Cela a été fait à la suite de l'arrêt de la Cour de Justice de l'Union européenne du 3 décembre 2020, dans le cadre duquel la Belgique a été condamnée, entre autres, pour ne pas avoir transposé correctement la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, y compris en ce qui concerne l'article 37, paragraphe 6, a) à c), et paragraphe 9 de cette directive. Par conséquent, un nombre important de matières qui étaient régies, en application de l'article 11 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la loi électricité »), dans le règlement technique fédéral établi par le Roi, font partie des compétences exclusives de la CREG. La loi électricité a été modifiée dans ce cadre par la loi du 21 juillet 2021, et cette dernière loi habilite notamment la CREG, à partir du 1^{er} septembre 2022, à établir un code de bonne conduite. La CREG a établi ce code de bonne conduite par décision du 20 octobre 2022.¹

¹ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2409>.

5. Le cadre légal du présent avis est donc dorénavant constitué des articles 4 du code de réseau européen RfG², du code de réseau européen DCC³ et du code de réseau européen HVDC⁴ ainsi que des articles et 47 à 49 du code de bonne conduite, qui figurent ci-dessous.

6. L'article 4 du code de réseau européen RfG est formulé comme suit :

« Application aux unités de production d'électricité existantes

1. Les unités de production d'électricité existantes ne sont pas soumises aux exigences du présent règlement, sauf dans les cas suivants:

a) une unité de production d'électricité de type C ou de type D a été modifiée dans une mesure telle que la convention de raccordement la concernant doit être substantiellement modifiée, conformément à la procédure suivante:

i) les propriétaires d'installations de production d'électricité qui envisagent de moderniser une installation ou de remplacer des équipements de sorte que s'en trouvent affectées les capacités techniques de l'unité de production d'électricité notifient leur projet au préalable au gestionnaire de réseau compétent;

ii) si le gestionnaire de réseau compétent juge que l'étendue de la modernisation ou du remplacement d'équipements est telle qu'une nouvelle convention de raccordement est requise, il le notifie à l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, à l'État membre; et

iii) l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre décide si la convention de raccordement existante doit être révisée ou si une nouvelle convention de raccordement est requise, et détermine les exigences du présent règlement qui s'appliquent; ou

b) une autorité de régulation ou, le cas échéant, un État membre décide de soumettre une unité de production d'électricité existante à tout ou partie des exigences du présent règlement, à la suite d'une proposition du GRT compétent, conformément aux paragraphes 3, 4 et 5.

2. Aux fins du présent règlement, une unité de production d'électricité est considérée comme existante dans les cas suivants:

a) elle est déjà raccordée au réseau à la date d'entrée en vigueur du présent règlement; ou

b) le propriétaire de l'installation de production d'électricité a conclu un contrat définitif et contraignant pour l'achat du composant principal de production au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité doit notifier la conclusion du contrat au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent dans un délai de trente mois après l'entrée en vigueur du présent règlement.

La notification communiquée par le propriétaire de l'installation de production d'électricité au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent indique au moins l'intitulé du contrat, la date de sa signature et la date de sa prise d'effet, et fournit les spécifications du composant principal de production qui doit être construit, assemblé ou acheté.

² 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.

³ Règlement (EU) 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.

⁴ Règlement (UE) 2016/1447 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.

Un État membre peut prévoir que, dans des circonstances spécifiques, l'autorité de régulation peut déterminer si l'unité de production d'électricité est à considérer comme existante ou nouvelle.

3. À l'issue d'une consultation publique conformément à l'article 10 et afin de tenir compte de changements factuels significatifs dans les circonstances, tels que l'évolution des exigences liées au réseau, notamment du fait de la pénétration des sources d'énergie renouvelable, des réseaux intelligents, de la production décentralisée ou de la participation active de la demande, le GRT compétent peut proposer à l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, à l'État membre, d'étendre l'application du présent règlement à des unités de production d'électricité existantes.

À cet effet, une analyse quantitative des coûts et bénéfices rigoureuse et transparente est effectuée, conformément aux articles 38 et 39. Elle indique:

a) les coûts liés à l'obligation de mise en conformité des unités de production existantes concernées avec le présent règlement;

b) l'avantage socio-économique résultant de l'application des exigences fixées dans le présent règlement; et

c) les éventuelles mesures alternatives susceptibles d'assurer les performances requises.

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

a) effectue une comparaison qualitative préalable des coûts et bénéfices; et

b) obtient l'approbation de l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, de l'État membre.

5. L'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre statue sur l'extension de l'applicabilité du présent règlement à des unités de production d'électricité existantes dans les six mois à compter de la réception du rapport et de la recommandation du GRT compétent, conformément à l'article 38, paragraphe 4. La décision de l'autorité de régulation ou, le cas échéant, de l'État membre est publiée.

6. Le GRT compétent prend en compte les attentes légitimes des propriétaires d'installation de production d'électricité dans le cadre de l'évaluation de l'application du présent règlement à des unités de production d'électricité existantes.

7. Le GRT compétent peut évaluer la possibilité d'appliquer tout ou partie des dispositions du présent règlement à des unités de production d'électricité existantes tous les trois ans, conformément aux critères et à la procédure définis aux paragraphes 3 à 5. »

7. L'article 4 du code de réseau européen DCC est formulé comme suit :

« Application à des installations de consommation existantes raccordées à un réseau de transport, à des installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport, à des réseaux de distribution existants et à des unités de consommation existantes utilisées pour fournir des services de participation active de la demande

1. Les installations de consommation existantes raccordées à un réseau de transport, les installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport, les réseaux de distribution existants et les unités de consommation existantes qui sont utilisées, ou peuvent l'être, par une installation de consommation ou un réseau fermé de distribution afin de fournir des services de participation active de la demande à un gestionnaire de réseau

compétent ou à un GRT compétent ne sont pas couverts par les exigences du présent règlement, sauf si:

a) une installation de consommation existante raccordée à un réseau de transport, une installation d'un réseau de distribution existante raccordé à un réseau de transport, un réseau de distribution existant ou une unité de consommation existante au sein d'une installation de consommation raccordée à un niveau de tension supérieur à 1 000 V ou au sein d'un réseau fermé de distribution raccordé à un niveau de tension supérieur à 1 000 V ont été modifiés dans une mesure telle que leur convention de raccordement doit être substantiellement modifiée et ce, conformément à la procédure suivante:

i) les propriétaires d'installations de consommation, les GRD ou les GRFD qui envisagent de moderniser une installation ou de remplacer des équipements de sorte que s'en trouvent affectées les capacités techniques de l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport, de l'installation d'un réseau de distribution raccordée à un réseau de transport, du réseau de distribution ou de l'unité de consommation notifient leur projet au préalable au gestionnaire de réseau compétent;

ii) si le gestionnaire de réseau compétent juge que l'étendue de la modernisation ou du remplacement d'équipements est telle qu'une nouvelle convention de raccordement est requise, il le notifie à l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre; et

iii) l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre décide si la convention de raccordement existante doit être révisée ou si une nouvelle convention de raccordement est requise, et détermine les exigences du présent règlement qui s'appliquent; ou

b) une autorité de régulation ou, le cas échéant, un État membre décide de soumettre une installation de consommation existante raccordée à un réseau de transport, une installation d'un réseau de distribution existante raccordée à un réseau de transport, un réseau de distribution existant ou une unité de consommation existante à tout ou partie des exigences du présent règlement, à la suite d'une proposition du GRT compétent conformément aux paragraphes 3, 4 et 5.

2. Aux fins du présent règlement, une installation de consommation raccordée à un réseau de transport, une installation d'un réseau de distribution raccordée à un réseau de transport, un réseau de distribution ou une unité de consommation qui est utilisée, ou peut l'être, par une installation de consommation ou un réseau fermé de distribution pour fournir des services de participation active de la demande à un gestionnaire de réseau compétent ou à un GRT compétent, est considéré(e) comme existant(e) dans les cas suivants:

a) il ou elle est déjà raccordé(e) au réseau à la date d'entrée en vigueur du présent règlement; ou

b) le propriétaire de l'installation de consommation, le GRD ou le GRFD a conclu un contrat définitif et contraignant pour l'achat du composant principal de consommation ou de l'unité de consommation dans les deux ans à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement. Le propriétaire de l'installation de consommation, le GRD ou le GRFD notifie la conclusion du contrat au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent dans les 30 mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement.

La notification communiquée par le propriétaire de l'installation de consommation, le GRD ou le GRFD au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent indique au moins l'intitulé du contrat, la date de sa signature et la date de sa prise d'effet, et fournit les spécifications du

composant principal de consommation ou de l'unité de consommation qui doit être construit(e), assemblé(e) ou acheté(e).

Un État membre peut prévoir que, dans des circonstances spécifiques, l'autorité de régulation peut déterminer si l'installation de consommation raccordée à un réseau de transport, l'installation d'un réseau de distribution raccordée à un réseau de transport, le réseau de distribution ou l'unité de consommation sont à considérer comme existants ou nouveaux.

3. À l'issue d'une consultation publique conformément à l'article 9 et afin de tenir compte des changements factuels significatifs dans les circonstances, tels que l'évolution des exigences liées au réseau, notamment du fait de la pénétration des sources d'énergie renouvelable, des réseaux intelligents, de la production décentralisée ou de la participation active de la demande, le GRT compétent peut proposer à l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, à l'État membre, d'étendre l'application du présent règlement à des installations de consommation existantes raccordées à un réseau de transport, à des installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport, à des réseaux de distribution existants et à des unités de consommation existantes utilisées par une installation de consommation ou un réseau fermé de distribution pour fournir des services de participation active de la demande à un gestionnaire de réseau compétent ou à un GRT compétent.

À cet effet, une analyse quantitative des coûts et bénéfices rigoureuse et transparente est effectuée, conformément aux articles 48 et 49. Elle indique:

- a) pour les installations de consommation existantes raccordées à un réseau de transport, les installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport, les réseaux de distribution existants et les unités de consommation existantes, les coûts liés à l'obligation de mise en conformité avec le présent règlement;
- b) l'avantage socio-économique résultant de l'application des exigences fixées dans le présent règlement; et
- c) les éventuelles mesures alternatives susceptibles d'assurer les performances requises.

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

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

5. L'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre statue sur l'extension de l'applicabilité du présent règlement à des installations de consommation existantes raccordées à un réseau de transport, à des installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport, à des réseaux de distribution existants, ou à des unités de consommation existantes, dans les six mois à compter de la réception du rapport et de la recommandation du GRT compétent, conformément à l'article 48, paragraphe 4. La décision de l'autorité de régulation ou, le cas échéant, de l'État membre est publiée.

6. Le GRT compétent prend en compte les attentes légitimes des propriétaires d'installation de consommation, des GRD et des GRFD dans le cadre de l'évaluation de l'application du présent règlement à des installations de consommation existantes raccordées à un réseau de transport, à des installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport, à des réseaux de distribution existants et à des unités de consommation existantes.

7. Le GRT compétent peut évaluer tous les trois ans la possibilité d'appliquer tout ou partie des dispositions du présent règlement à des installations de consommation existantes raccordées à un réseau de transport, à des installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport, à des réseaux de distribution existants et à des unités de consommation existantes, conformément aux exigences et à la procédure établis aux paragraphes 3 à 5. »

8. L'article 4 du code de réseau européen HVDC est formulé comme suit :

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

1. À l'exception des articles 26, 31, 33 et 50, les systèmes HVDC existants et les parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants ne sont pas soumis aux exigences du présent règlement, sauf si:

a) le système HVDC ou le parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu a été modifié dans une mesure telle que la convention de raccordement le concernant doit être substantiellement modifiée conformément à la procédure suivante:

i) les propriétaires de systèmes HVDC ou de parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu qui envisagent de moderniser une installation ou de remplacer des équipements de sorte que s'en trouvent affectées les capacités techniques du système HVDC ou du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu notifient leur projet au gestionnaire de réseau compétent;

ii) si le gestionnaire de réseau compétent juge que l'étendue de la modernisation ou du remplacement d'équipements est telle qu'une nouvelle convention de raccordement est requise, il le notifie à l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, à l'État membre; et

iii) l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre décide si la convention de raccordement existante doit être révisée ou si une nouvelle convention de raccordement est requise, et détermine les exigences du présent règlement qui s'appliquent; ou

b) une autorité de régulation ou, le cas échéant, un État membre décide de soumettre un système HVDC existant ou un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu existant à tout ou partie des exigences du présent règlement, à la suite d'une proposition du GRT compétent conformément aux paragraphes 3, 4 et 5.

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

a) il est déjà raccordé au réseau à la date d'entrée en vigueur du présent règlement; ou

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

La notification communiquée par le propriétaire du système HVDC ou du parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu au gestionnaire de réseau compétent et au GRT

compétent indique au moins l'intitulé du contrat, la date de sa signature et la date de sa prise d'effet, et fournit les spécifications du composant principal de production ou des équipements HVDC qui doivent être construits, assemblés ou achetés.

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

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

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

a) dans le cas des systèmes HVDC existants et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu existants, les coûts liés à l'obligation de mise en conformité avec le présent règlement;

b) le bénéfice socio-économique résultant de l'application des exigences fixées dans le présent règlement; et

c) les éventuelles mesures alternatives susceptibles d'assurer les performances requises.

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

a) effectue une comparaison qualitative préalable des coûts et bénéfices; et

b) obtient l'approbation de l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, de l'État membre.

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

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

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

9. Les articles 47 à 49 du code de bonne conduite prévoient ce qui suit :

« Art. 47. § 1. Lorsque la demande de raccordement porte sur une modernisation substantielle des installations de l'utilisateur du réseau de transport visés à l'article 4.1.a), respectivement du code de réseau européen RfG, du code de réseau européen DCC et du

code de réseau européen HVDC, le gestionnaire du réseau de transport examine de façon détaillée dans une étude de modernisation si cette modification tombe dans le champ d'application de l'article 4.1., a), précité, et conformément à la ligne directrice visée à l'article 48, § 2.

Le gestionnaire du réseau de transport soumet cette étude de modernisation, après consultation de l'utilisateur du réseau de transport concerné par le projet d'étude de modernisation, à la CREG, qui prend une décision conformément à l'article 4.1., a), iii), respectivement du code de réseau européen RfG, du code de réseau européen DCC ou du code de réseau européen HVDC dans un délai de 60 jours calendrier à compter de la date de réception du dossier. Ce délai peut être prolongé une seule fois par la CREG pour la durée qu'elle détermine si elle a besoin d'informations complémentaires ou si la complexité du dossier l'exige. Le gestionnaire du réseau de transport ajoute la réponse reçue de l'utilisateur du réseau de transport à la notification de l'étude de modernisation adressée à la CREG.

§ 2. Lorsque la demande de raccordement porte sur une modernisation substantielle d'une installation de stockage d'énergie, le gestionnaire du réseau de transport examine cette modification de façon détaillée dans une étude de modernisation, conformément à la ligne directrice visée à l'article 48, § 2. Une modernisation est considérée comme substantielle si elle a un effet significatif sur les capacités techniques de l'installation de stockage d'énergie.

Le gestionnaire du réseau de transport transmet cette étude de modernisation, après consultation de l'utilisateur du réseau de transport concerné par la conception de l'étude de modernisation, à la CREG, qui prend une décision.

La CREG détermine les exigences du règlement technique applicables à l'installation de stockage d'énergie concerné. La CREG prend sa décision dans un délai de 60 jours calendrier à compter de la date de réception du dossier. Ce délai peut être prolongé une seule fois par la CREG pour la durée qu'elle détermine si elle a besoin d'informations complémentaires ou si la complexité du dossier l'exige. Le gestionnaire du réseau de transport ajoute la réponse reçue de l'utilisateur du réseau de transport à la notification de l'étude de modernisation adressée à la CREG.

§ 3. Si l'étude de modernisation est réalisée dans le cadre d'une étude détaillée telle que visée à l'article 46, § 3, l'étude détaillée reprend les résultats de l'étude visée aux §§1 et 2 et de la décision de la CREG en application de ces paragraphes. Les délais fixés à l'article 46, § 3, sont suspendus jusqu'à la fin de la procédure décrite à l'article 4.1., a), respectivement du code de réseau européen RfG, du code de réseau européen DCC et du code de réseau européen HVDC ou jusqu'à la fin de la procédure visée au paragraphe 2.

Art. 48. § 1. Une modernisation substantielle d'une installation de l'utilisateur du réseau de transport visée à l'article 4.1., a), du code de réseau européen RfG, du code de réseau européen DCC et du code de réseau européen HVDC ou d'une installation de stockage d'énergie, respectivement peut se produire dans les scénarios suivants :

1° une augmentation significative de la production nominale de l'unité de production d'électricité concernée telle que visée à l'article 4.1. du code de réseau européen RfG ou de la puissance des installations ou systèmes raccordés au réseau de transport visés à l'article 4.1. du code de réseau européen DCC et de l'article 4.1. du code de réseau européen HVDC ou d'une installation de stockage d'énergie ;

2° le renouvellement d'un ou plusieurs éléments techniques essentiels d'une installation de l'utilisateur du réseau de transport visé à l'article 4.1., a), respectivement du code de réseau européen RfG, du code de réseau européen DCC et du code de réseau européen HVDC ou d'une installation de stockage d'énergie. L'installation de pièces de réserve identiques par l'utilisateur du réseau de transport dans ses installations n'est pas considérée comme le renouvellement d'un ou plusieurs éléments techniques essentiels d'une installation.

§ 2. Le gestionnaire du réseau élabore des lignes directrices pour l'application de l'article 4.1. respectivement du code de réseau européen RfG, du code de réseau européen DCC et du code de réseau européen HVDC, et pour l'application de l'article 47, § 2. Ce faisant, il prend en compte les scénarios du § 1.

§ 3. Lorsque le gestionnaire du réseau de transport procède à une notification à la CREG en application de l'article 4.1 respectivement des codes de réseau européens RfG, DCC, HVDC, de l'article 47, § 2, alinéa 3, et en application du paragraphe 2, il notifie une copie pour avis à la Direction générale de l'Énergie. Celle-ci transmet son avis dans le mois à la CREG et au gestionnaire du réseau de transport.

Art. 49. Dans le cas d'une modernisation substantielle du réseau de traction ferroviaire, le gestionnaire du réseau de traction ferroviaire et le gestionnaire du réseau de transport collaborent activement afin de déterminer la solution relative au besoin de conformité qui répond le mieux notamment aux contraintes techniques et qui est optimale sur le plan économique. »

10. Bien que l'article 48, §2, du code de bonne conduite ne fasse pas explicitement référence à une compétence d'avis de la CREG, cet article, lu conjointement avec l'article 48, §3 du code de bonne conduite et compte tenu de ce qui était prévu à l'article 162, §§2 et 3, du règlement technique fédéral⁵, doit, selon la CREG, être lu de manière à ce que la CREG conserve sa compétence d'avis en la matière.

L'élaboration du premier code de bonne conduite a consisté en une scission du règlement technique fédéral afin de donner effet à l'arrêt de la Cour de justice de l'Union européenne du 3 décembre 2020 susmentionné. Cet exercice de scission n'avait pas pour but de priver la CREG de la compétence d'avis dont il est question ici. En outre, on voit mal pourquoi la Direction générale Energie devrait donner son avis à la CREG en application de l'article 48, §3 du code de bonne conduite, si la CREG ne peut pas elle-même donner un avis au gestionnaire du réseau de transport. En outre, un avis de la CREG sur les lignes directrices d'Elia fournit des indications au gestionnaire du réseau de transport et aux acteurs du marché lorsque la CREG est ensuite confrontée à des cas concrets de modernisation pour décision conformément aux codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC (production, consommation et HVDC) et à l'article 47, §2 du code de bonne conduite (stockage d'énergie).

⁵ « § 2. Le gestionnaire du réseau élabore des lignes directrices pour l'application de l'article 4.1. respectivement du code de réseau européen RfG, du code de réseau européen DCC et du code de réseau européen HVDC, de l'article 161, § 2, et pour l'application du paragraphe 1er. Il notifie celles-ci pour avis à la commission pour la première fois au plus tard dans les trois mois qui suit l'entrée en vigueur du présent arrêté.

§ 3. Lorsque le gestionnaire de réseau de transport procède à une notification à la commission en application de l'article 4.1 respectivement des codes de réseau européens RfG, DCC, HVDC, de l'article 161, § 2, alinéa 3, et en application du paragraphe 2, il notifie une copie pour avis à la Direction générale de l'Energie. Celle-ci transmet son avis dans le mois à la commission et au gestionnaire de réseau de transport. »

2. ANTECEDENTS

11. La CREG a reçu par lettre du 10 septembre 2020 une proposition d'Elia de lignes directrices du 9 septembre 2020 pour la définition du concept de « modernisation substantielle » dans le cadre du règlement technique fédéral. Cette lettre a également été adressée à la Direction générale Energie.

Elia a notamment souligné que les lignes directrices ont été largement discutées avec les acteurs du marché lors du groupe de travail Belgian Grid du Users' Group d'Elia et qu'une consultation publique formelle a ensuite eu lieu entre le 13 mai et le 15 juin 2020, à laquelle deux acteurs du marché ont répondu. Elia a ajouté au dossier les réactions des acteurs du marché et le rapport de consultation.

La Direction générale Energie a émis un avis sur la proposition de lignes directrices d'Elia et l'a transmis à Elia et à la CREG par lettre du 20 novembre 2020.

Lors de sa réunion du 7 janvier 2021, le comité de direction de la CREG a décidé d'émettre l'avis (A)2148⁶ sur la proposition de lignes directrices d'Elia, sur la base de l'article 162, §2 du règlement technique fédéral (ci-après : « l'avis (A)2148 du 7 janvier 2021 »).

12. Par lettre du 16 juin 2021, Elia a soumis à la CREG et à la Direction générale Energie, pour avis, une proposition d'adaptation des lignes directrices précitées. La Direction générale Energie a émis un avis à ce sujet et l'a transmis à Elia et à la CREG par lettre du 19 juillet 2021.

3. DISCUSSION

3.1. GÉNÉRALITÉS

13. Dans son avis (A)2148 du 7 janvier 2021, la CREG indique entre autres que pour se conformer à l'article 162, §2 du règlement technique fédéral, Elia doit encore développer des lignes directrices pour:

- a) l'application de l'article 4.1, a) du code de réseau européen HVDC,
- b) la modernisation des parcs non synchrones de stockage,
- c) les installations/unités visées à l'article 4.1, a) du code de réseau européen DCC autres que les installations de consommation, le cas échéant au niveau fédéral, et,
- d) l'application de l'article 4.1, b) des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC. (cf. paragraphes 11, deuxième alinéa, et 12 du présent avis)

14. Le présent avis est sans préjudice de l'avis (A)2148 de la CREG du 7 janvier 2021. Dans le cadre du présent avis, la CREG n'a pas vérifié si Elia a pleinement tenu compte des remarques formulées dans l'avis précité.

⁶ Avis (A)2148 du 7 janvier 2021 relatif à la proposition d'Elia Transmission Belgium SA du 9 septembre 2020 intitulée « Modernisation substantielle : lignes directrices définissant le concept de « modernisation substantielle » dans le cadre du nouveau Règlement Technique Fédéral en vigueur depuis le 22 avril 2019 ».

15. La CREG approuve les éléments de l'avis de la Direction générale Energie du 19 juillet 2021, sous réserve qu'il soit tenu compte du code de bonne conduite établi entre-temps.

16. Compte tenu de ce qui est exposé au paragraphe 4 du présent avis, les références aux articles du règlement technique fédéral, le cas échéant⁷, doivent être remplacées dans les lignes directrices d'Elia par des références aux articles du code de bonne conduite.

3.2. LIGNES DIRECTRICES POUR LES INSTALLATIONS/UNITÉS EXISTANTES VISÉES À L'ARTICLE 4.1, A) DU CODE DE RÉSEAU EUROPÉEN DCC AUTRES QUE LES INSTALLATIONS DE CONSOMMATION EXISTANTES DANS LA MESURE OÙ ELLES SONT PERTINENTES AU NIVEAU FÉDÉRAL

17. Elia explique que cette application spécifique de la modernisation substantielle était initialement prévue dans l'accord de coopération entre les gestionnaires de réseau de distribution et Elia. Toutefois, conformément à la procédure prévue à l'article 162, §2 et §3 du règlement technique fédéral (désormais article 48, § 2 et § 3 du code de bonne conduite), Elia doit également soumettre à l'avis du SPF Economie et de la CREG des lignes directrices sur la modernisation substantielle en ce qui concerne les installations en question. Il a donc été décidé d'inclure ces dispositions dans les lignes directrices plutôt que dans l'accord de coopération.

Elia demande au SPF Economie et à la CREG un avis sur les lignes directrices concernant la modernisation substantielle des installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport, qui sont reprises dans les lignes directrices en annexe aux :

- Chapitre 2 - Principes d'une modernisation substantielle, partie « Principes particuliers pour les installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport (DCC) », et
- Chapitre 3.2 - Processus pour les installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport

18. La CREG estime que les trois cas de modernisation d'installations d'un réseau de distribution existantes raccordées à un réseau de transport mentionnés dans les principes particuliers sont pertinents, notamment :

- Remplacement de toutes les cellules moyenne tension
- Extension d'une sous-station moyenne tension
- Remplacement des systèmes de protection et de télécontrôle d'une sous-station moyenne tension.

Ces cas ne sont peut-être pas exhaustifs. La CREG propose donc de définir un quatrième cas au chapitre 2 ayant pour titre général « Autres que les cas précités ».

19. En ce qui concerne le processus pour les installations d'un réseau de distribution raccordées au réseau de transport au chapitre 3.2, la CREG recommande qu'en cas de remplacement des systèmes de protection et de télécontrôle, les gestionnaires de réseau effectuent toujours une analyse coûts-

⁷ Les exigences techniques minimales continuent à être déterminées dans le règlement technique fédéral en application de l'article 11, § 1^{er}, deuxième alinéa, 1° de la loi électricité.

bénéfices au niveau du réseau dans l'étude de modernisation afin d'étayer le choix entre une modernisation totale et une modernisation partielle. La CREG recommande d'explicitier ce point dans les lignes directrices. Il en va de même pour la catégorie supplémentaire proposée « Autres que les cas précités ».

3.3. LIGNES DIRECTRICES POUR L'APPLICATION DE L'ARTICLE 4.1, A) DU CODE DE RÉSEAU EUROPÉEN HVDC

20. En ce qui concerne l'élaboration de lignes directrices pour l'application de la modernisation substantielle aux installations HVDC existantes, Elia souhaite informer la CREG et le SPF Economie qu'elle continue d'examiner cette question. Elia continuera à informer la CREG et le SPF Economie de l'évolution de la situation.

21. La CREG note qu'Elia continue d'examiner l'élaboration de lignes directrices à cet effet et qu'elle en informera la CREG et le SPF Économie. Les seules infrastructures HVDC sont actuellement Nemo Link (exploité par Nemo Link Limited, une joint venture entre National Grid Interconnector Holdings Limited, une filiale de National Grid Plc au Royaume-Uni, et Elia) et ALEGrO (exploitée par Elia et Amprion). Nemo Link et ALEGrO doivent être considérés tous les deux comme des « installations HVDC existantes », étant donné que les contrats pour la construction des postes de transformation haute tension datent respectivement de 2015 et 2017, donc dans le délai de deux ans après l'entrée en vigueur du code de réseau européen HVDC en septembre 2016 (cf. article 4.2., b), du code de réseau européen HVDC).

La CREG comprend qu'un certain nombre d'éléments qui diffèrent de la modernisation d'installations de production et de consommation existantes y sont associés, étant donné que ces installations HVDC existantes sont (co-)exploitées par Elia et qu'un pays non membre de l'UE est impliqué dans Nemo Link. Entre-temps, l'article 4 du code de réseau européen HVDC reste évidemment d'application et les modernisations substantielles entrant dans ce champ d'application doivent être notifiées et évaluées par la CREG.

Toutefois, la question est de savoir si Nemo Link et ALEGrO ne répondent pas déjà à toutes les exigences du code de réseau européen HVDC. Si tel est le cas, le processus de modernisation substantielle n'est pas pertinent pour Nemo Link et ALEGrO dans la pratique. La CREG demande à Elia de communiquer le résultat de son enquête pour chacune des deux installations HVDC dans un délai de 9 mois à compter de la date du présent avis.

S'il s'avère, sur la base de cette enquête, que Nemo Link et/ou ALEGrO ne répondent pas encore à toutes les exigences du code de réseau européen HVDC, la CREG demandera à Elia d'élargir les lignes directrices pour ces installations HVDC existantes. La CREG recommande d'inclure, dans un tel cas, un principe général à cet effet, à savoir que pour toute modification substantielle de Nemo Link et/ou ALEGrO, Elia, dans son étude de modernisation, effectue une analyse coûts-bénéfices au niveau du système pour toutes les exigences auxquelles l'installation HVDC ne répondrait pas encore.

S'il s'avère, sur la base de cette enquête, que Nemo Link et ALEGrO répondent déjà à toutes les exigences, la CREG propose de mentionner explicitement cette constatation dans les lignes directrices également. Il n'est donc pas nécessaire d'élaborer des lignes directrices distinctes à cet effet.

3.4. LIGNES DIRECTRICES POUR LA MODERNISATION DE PARCS NON SYNCHRONES DE STOCKAGE

22. En ce qui concerne l'élaboration de lignes directrices pour l'application de la modernisation substantielle aux parcs non synchrones de stockage existants, Elia se réfère à la recommandation du Users' Group du 9 septembre 2020, qui demande de supprimer du règlement technique fédéral cette application, qui est purement déterminée par le règlement technique fédéral et qui va au-delà des codes de réseau européens. Dans l'attente de cet adaptation, Elia n'élaborera donc pas de lignes directrices en la matière.

23. Le code de bonne conduite a maintenu l'application des dispositions concernant la modernisation substantielle pour les installations non synchrones de stockage d'énergie, sur proposition d'Elia. Sur la base des informations dont dispose la CREG, il n'existe toutefois pas de parcs non synchrones de stockage qui étaient raccordés au réseau de transport avant l'entrée en vigueur du règlement technique fédéral (cf. article 35, § 9). Si cette information est correcte, aucune installation raccordée au réseau de transport ne relève de la catégorie des « installations asynchrones de stockage d'énergie existantes » et il n'y a donc pas lieu de prévoir des lignes directrices pour ces installations.

La CREG demande à Elia de confirmer cette information et donc de mentionner explicitement cette constatation dans les lignes directrices. Si cette information n'est pas correcte, Elia doit élaborer des lignes directrices pour cette catégorie d'installations.

En ce qui concerne les installations de stockage d'énergie synchrones existantes, les seuls parcs de stockage existants raccordés au réseau de transport sont les centrales de Coe et de Platetaille, qui sont déjà couvertes par le champ d'application de l'article 4.1 du code de réseau européen RfG en tant qu'unités de production d'électricité. Il n'est donc pas nécessaire d'élaborer des lignes directrices distinctes à cet effet.

3.5. LIGNES DIRECTRICES POUR L'APPLICATION DE L'ARTICLE 4.1, B) DES CODES DE RÉSEAU EUROPÉENS RfG, DCC ET HVDC

24. En ce qui concerne l'élaboration de lignes directrices pour l'application de l'article 4.1., b) des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC, Elia se réfère aux dispositions de l'article 4.1., b), de ces règlements :

« une autorité de régulation ou, le cas échéant, un État membre décide de soumettre une unité de production d'électricité existante à tout ou partie des exigences du présent règlement, à la suite d'une proposition du GRT compétent, conformément aux paragraphes 3, 4 et 5. »

Contrairement à l'article 4.1., a), la procédure pour l'application de l'article 4.1., b) est déterminée par les codes de réseau pertinents. Elia est donc d'avis que la simple répétition de la procédure définie par les codes de réseau dans les lignes directrices régulées n'apporte aucune valeur ajoutée et préconise de modifier le règlement technique fédéral pour supprimer cette obligation.

25. Toutefois, le code de bonne conduite a maintenu cette obligation, sur proposition d'Elia. La CREG peut néanmoins accepter de préciser dans une révision du code de bonne conduite que les lignes directrices ne couvrent que l'application de l'article 4.1., a) des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC.

Dans ce contexte, la CREG se réfère à l'étude réalisée par Elia en 2023 dans le cadre de l'incitant *CBA on requirements for generators applicable on existing and new generating units between 1 and 25MW*, tel que décrit dans la décision (B)658E/79 du 14 juillet 2022⁸. En effet, la réalisation d'une analyse coûts-bénéfices est une condition nécessaire pour entamer la procédure visant à soumettre une catégorie entière d'unités de production d'électricité existantes aux dispositions relatives aux nouvelles installations dans le code de réseau européen RfG, conformément aux articles 4.3, 4.4 et 4.5 du code de réseau européen RfG. Toutefois, il va de soi qu'un tel processus, le cas échéant, devra se faire en concertation avec les parties prenantes, en toute transparence et en tenant compte de l'article 4.6 du code de réseau européen RfG, et sera contrôlé par la CREG.

4. CONCLUSION

26. La CREG émet plusieurs remarques sur la proposition d'Elia du 16 juin 2021 de lignes directrices adaptées pour la modernisation substantielle des installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport et renvoie dans ce cadre aux paragraphes 18 et 19 du présent avis.

En ce qui concerne l'élaboration de lignes directrices pour la modernisation de l'infrastructure HVDC existante, la CREG attend le résultat de l'enquête complémentaire annoncée par Elia dans les 9 mois à compter de la date du présent avis et l'adaptation des lignes directrices qui en résultera (paragraphe 21 du présent avis).

En ce qui concerne l'élaboration de lignes directrices pour la modernisation des installations asynchrones de stockage d'énergie existantes raccordées à un réseau de transport, la CREG demande à Elia de vérifier s'il existe des installations qui relèvent de cette catégorie et d'adapter les lignes directrices comme indiqué au paragraphe 23 du présent avis.

En ce qui concerne l'application de l'article 4.1., b) des codes de réseau européens RfG, DCC et HVDC, la CREG peut accepter qu'Elia n'élabore pas de lignes directrices à cet effet mais qu'elle suive plutôt les procédures calibrées dans les codes de réseau européens à cet effet, comme prévu aux articles 4.3 à 4.6 de ces codes de réseau européens (paragraphe 25 du présent avis).

En outre, la CREG recommande de tenir compte de la remarque générale sur la mise à jour des références dans les lignes directrices au paragraphe 16 du présent avis.

27. Enfin, la CREG tient à rappeler la réserve émise dans son avis du 7 janvier 2021, selon laquelle les lignes directrices d'Elia ne sont pas de nature contraignante ou réglementaire dans le cadre des décisions à prendre par la CREG en matière de modernisations. La CREG évaluera les modernisations dans ses décisions au cas par cas, en tenant compte de tous les aspects pertinents, y compris l'harmonisation, lorsque cela est possible et utile, avec les dispositions relatives à la modernisation substantielle qui ont été définies dans les différents règlements techniques régionaux.

⁸ Décision (B)658E/79 du 14 juillet 2022 sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2023 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire, www.creg.be.

La CREG se réserve également le droit de réviser les positions qu'elle prend dans le présent avis dans de futurs avis ou décisions sur ce sujet en fonction notamment de l'expérience acquise dans ce domaine et d'une vision progressiste.



Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction

ANNEXE 1

Proposition d'Elia Transmission Belgium SA du 16 juin 2021 de modification de ses lignes directrices définissant le concept de « modernisation substantielle »

2/4/2021 - versions néerlandaise et française