

Avis

(A) 1802
12/07/2018

Avis relatif au projet de plan de développement 2020-2030 de la S.A. Elia System Operator

en application des articles 13, §1^{er}, deuxième alinéa, et 23, §2, deuxième alinéa, 1^o et 10^o de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de l'article 6 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité.

Non confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
1. INTRODUCTION	3
2. CADRE LEGAL RELATIF AU PLAN DE DEVELOPPEMENT	4
2.1. La loi électricité	4
2.2. L'arrêté royal du 20 décembre 2007	6
3. REMARQUES SUR LE PROJET DE PLAN DE DEVELOPPEMENT 2020-2030.....	8
3.1. Remarques générales.....	8
3.1.1. Programme d'investissement du gestionnaire du réseau.....	8
3.1.2. Fréquence de rédaction du plan de développement belge et du TYNDP européen	9
3.1.3. Participation des acteurs du marché à l'élaboration du plan	10
3.2. Contexte	11
3.3. Scénarios pour le développement du réseau de transport.....	12
3.4. Evolution du réseau de transport de 380kV.....	14
3.5. Solutions techniques pour le développement du réseau de transport de 380 kV	16
3.6. Solutions techniques pour le développement des réseaux 220-150-110 KV	18
4. CONCLUSION	20
ANNEXE 1	23

1. INTRODUCTION

Le 12 juin 2018, la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a reçu une lettre de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : Elia) comportant une demande d'avis, conformément à la procédure visée à l'article 6 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité, à rendre dans un délai de trente jours à compter de la réception de la demande, sur le projet de plan de développement 2020-2030, tel que prévu à l'article 13, §1^{er} de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Le projet de plan de développement sur lequel porte le présent avis figure en annexe.

Elia mentionne, dans la lettre précitée, que les grandes lignes de ce plan ont été présentées aux services de la CREG au cours d'une réunion organisée le 25 mai 2018. Des réunions de suivi se sont également tenues les 13 juin et 4 juillet 2018.

En application de l'article 13, §1^{er}, deuxième alinéa, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité), le plan de développement est soumis à l'avis de la CREG. Le Roi établit les modalités de la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement (article 13, §1^{er}, dernier alinéa de la loi électricité).

En application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 1^o de la loi électricité, la CREG donne des avis motivés et soumet des propositions dans les cas prévus par cette loi ou ses arrêtés d'exécution. L'article 23, §2, deuxième alinéa, 10^o de la loi électricité prévoit entre autres que la CREG émet un avis sur le plan de développement et contrôle l'exécution de celui-ci.

L'article 6 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité prévoit que, lorsque le projet de plan de développement a été établi conformément aux articles 3 et 4, celui-ci est soumis, par le gestionnaire du réseau, pour avis à la CREG et au ministre compétent pour le milieu marin. Les avis sont transmis au gestionnaire du réseau dans un délai de trente jours à compter de la réception des demandes d'avis. A défaut d'être rendus dans le délai prévu au présent article, les avis sont réputés favorables.

Le comité de direction de la CREG a approuvé le présent avis lors de sa séance du 12 juillet 2018.

Cet avis se compose de trois parties. La première partie esquisse le cadre légal relatif au plan de développement. La CREG formule ses remarques sur le projet de plan de développement 2020-2030 dans la deuxième partie. La troisième partie comporte les conclusions de l'avis.

2. CADRE LEGAL RELATIF AU PLAN DE DEVELOPPEMENT

1. Les dispositions relatives à l'élaboration du plan de développement du réseau de transport sont contenues dans la loi électricité et dans l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité (ci-après : l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

2.1. LA LOI ÉLECTRICITÉ

2. En application de l'**article 8, §1^{er}, alinéa premier, 1° de la loi électricité**, le gestionnaire du réseau est chargé de garantir la capacité à long terme du réseau de transport et répondre à des demandes raisonnables de transport d'électricité, exploiter, entretenir et développer, dans des conditions économiquement acceptables, un réseau d'un transport sûr, fiable et efficace, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement.

Cet article prévoit en outre que le développement d'un réseau de transport couvre le renouvellement et l'extension du réseau et est étudié dans le plan de développement.

3. En application de l'**article 13, §1^{er}, de la loi électricité**, dernièrement modifiée par l'article 163 de la loi du 6 mai 2009 (c.-à-d. après publication de l'arrêté royal du 20 décembre 2007), le gestionnaire du réseau établit un plan de développement du réseau de transport en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan. Le plan de développement est soumis à l'avis de la CREG et à l'approbation du ministre. Pour les parties du plan de développement concernant les évolutions du réseau de transport nécessaires au raccordement au réseau de transport d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, le ministre consulte préalablement le ministre compétent pour le milieu marin.

L'article 13, §1^{er} de la loi électricité prévoit en outre que le plan de développement couvre une période d'au moins dix ans¹ et est adapté tous les quatre ans. Cette actualisation doit avoir lieu dans les douze mois de la publication de l'étude prospective. Le Roi établit les modalités de la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement.

4. En application de l'**article 13, §2 de la loi électricité**, le plan de développement contient une estimation détaillée des besoins en capacité de transport, avec indication des hypothèses sous-jacentes, et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins. Le plan de développement tient compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun désignés par les institutions de l'Union européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens.

Le **règlement (UE) n° 347/2013** du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013² a fixé des orientations afin de développer et rendre interopérables en temps utile les corridors et domaines prioritaires d'infrastructures énergétiques transeuropéennes mentionnés à l'annexe I (« corridors et

¹ Le terme "au moins" a été inséré par l'article 163 de la loi du 6 mai 2009 (M.B. du 19 mai 2009).

² Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009.

domaines prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques »). S'agissant de la Belgique, les projets d'intérêt commun suivants figuraient dans la liste 2016 de l'Union : NEMO, ALEGrO, BRABO II + III, Horta-Mercator et Interconnector Luxembourg³. Ont été ajoutés dans la liste 2018 de l'Union : une deuxième interconnexion entre la région Anvers (BE) et les environs de Kemsley (UK), une deuxième interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne (« ALEGrO II ») et l'installation de pompage-turbinage offshore « iLand ».⁴

5. Si la CREG, après consultation du gestionnaire du réseau, constate que les investissements prévus dans le plan de développement ne permettent pas au gestionnaire du réseau de rencontrer les besoins en capacité de manière adéquate et efficace, le ministre, en application de l'**article 13, §3 de la loi électricité**, peut enjoindre au gestionnaire du réseau d'adapter le plan de développement en vue de remédier à cette situation dans un délai raisonnable. Cette adaptation du plan de développement est effectuée selon la procédure prévue à l'article 13, § 1^{er}, alinéa premier de la loi électricité.

Le ministre peut en outre demander à la CREG de se prononcer sur la nécessité de réviser ou non les méthodologies tarifaires fixées en application de l'article 12 de la loi électricité pour garantir les moyens de financement des investissements envisagés (article 13, §3, dernier alinéa de la loi électricité, inséré par la loi du 8 janvier 2012).

En application de l'**article 12, §5, 4° de la loi électricité**, la CREG établit la méthodologie tarifaire dans le respect de la ligne directrice suivante : la méthodologie tarifaire permet le développement équilibré du réseau de transport et des réseaux ayant une fonction de transport, conformément au plan de développement du gestionnaire du réseau visé à l'article 13 de la loi électricité et aux plans d'investissement tels qu'approuvés, le cas échéant, par les autorités compétentes.

6. En outre, la CREG analyse, en application de l'**article 23, §2, deuxième alinéa, 10° de la loi électricité**, la cohérence entre le plan d'investissements du gestionnaire du réseau et le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne visé à l'article 8, § 3, point b) du règlement (CE) n° 714/2009. Le cas échéant, cette analyse peut comprendre des recommandations en vue de modifier le plan de développement établi par le gestionnaire du réseau.

En application de l'article 23, §§3 et 3bis de la loi électricité, la CREG établit chaque année un rapport annuel, un qu'elle transmet à la Chambre des représentants et un autre qu'elle transmet à l'ACER et à la Commission européenne, qui porte entre autres sur une analyse du plan de développement établi par le gestionnaire du réseau en application de l'article 13 de la loi électricité, du point de vue de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne visé à l'article 8, § 3, point b), du règlement (CE) n° 714/2009, ainsi que, le cas échéant, des recommandations de modification du plan de développement établi par le gestionnaire du réseau (5°). La CREG tient compte dans le cadre de cette analyse de l'étude prospective établie en application de l'article 3 de la loi électricité.

Il convient de signaler que la législation européenne prévoit une interaction entre les plans de développement nationaux et le plan de développement couvrant la Communauté. D'une part, les perspectives européennes en matière d'efficacité du réseau électrique en application de l'article 8.4 du **règlement (CE) n° 714/2009**⁵ s'appuient sur les perspectives d'efficacité nationales des gestionnaires du réseau de transport individuels. En application de l'article 8.10, du règlement (CE) n° 714/2009, le plan de développement du réseau couvrant l'ensemble de la Communauté s'appuie,

³ Règlement délégué (UE) 2016/89 de la Commission du 18 novembre 2015 modifiant le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

⁴ Règlement délégué (UE) 2018/540 de la Commission du 23 novembre 2017 modifiant le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

⁵ Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003

notamment, sur les plans d'investissements nationaux. D'autre part, l'Agence rédigera, en application de l'article 8.11 du règlement (CE) n° 714/2009, un avis sur les plans de développement décennaux nationaux afin de vérifier s'ils sont cohérents par rapport au plan de développement décennal couvrant l'ensemble de la Communauté.

7. En outre, il découle de la loi électricité que les mises à l'arrêt d'installations de production sont programmées dans le plan de développement (voir par ex. **article 7bis, §4, 1°**, et article **7quinquies, §2, 2° de la loi électricité**).

La CREG en déduit qu'Elia est tenue de prendre en compte, au moment de la rédaction du plan de développement, des mises à l'arrêt prévues des installations de production.

En application de l'**article 3, § 2, 5° de la loi électricité**, le gestionnaire de réseau doit tenir compte, en dressant le plan de développement, des recommandations incluses dans l'étude prospective qui se fondent sur les constatations faites conformément à l'article 3, §2, 1° à 4° de la loi électricité.

2.2. L'ARRÊTÉ ROYAL DU 20 DÉCEMBRE 2007

8. Le Roi a arrêté la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité par arrêté royal du 20 décembre 2007.

9. Le plan de développement est établi pour la première fois dans les douze mois de l'établissement de l'étude prospective (article 2, §1^{er} de l'arrêté royal du 20 décembre 2007). Par la suite, le plan de développement est adapté tous les trois ans à dater de l'approbation par le ministre du précédent plan de développement (article 2, §2 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

10. L'article 2, §3 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 prévoit que le plan de développement est établi et approuvé en tenant compte notamment de l'étude prospective. Pendant la procédure d'établissement du plan de développement, il est tenu compte de la dernière étude prospective en vigueur, établie par la Direction générale de l'Energie. Moyennant due motivation, il peut également être tenu compte des documents issus de la procédure en cours en vue de l'adaptation périodique de l'étude prospective.

11. Les articles 3 et 4 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 concernent la phase de rédaction du plan de développement précédant la demande d'avis de la CREG.

« Art. 3. Dans les neuf mois de la publication de la première étude prospective visée à l'article 3 de la loi, le gestionnaire du réseau, en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan, établit un projet de plan de développement, qui couvre une période de 10 ans.

Art. 4. Préalablement à l'établissement du projet de plan de développement, le gestionnaire du réseau, la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan déterminent, en collaboration, les modalités d'établissement du projet de plan de développement en précisant notamment :

1° la répartition des tâches dévolues à chacune des trois organisations;

2° les délais requis pour l'accomplissement des tâches;

3° le mode de communication des informations entre les trois organisations.

12. En application de l'article 6 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007, lorsque le projet de plan de développement a été établi conformément aux articles 3 et 4, celui-ci est soumis par le gestionnaire du réseau pour avis à la CREG et au ministre compétent pour le milieu marin. Les avis sont transmis au gestionnaire du réseau dans un délai de trente jours à compter de la réception des demandes d'avis. A défaut d'être rendus dans le délai prévu dans cet article, les avis sont réputés favorables.

Préalablement à l'établissement du projet de plan de développement, le ministre consulte le ministre compétent pour le Milieu marin au sujet des parties du projet de plan de développement concernant les adaptations du réseau de transport nécessaires au raccordement au réseau de transport des installations de production d'électricité en mer du Nord (article 5 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

13. Après prise en considération par le gestionnaire du réseau des avis de la CREG et du ministre compétent pour le milieu marin dans le plan de développement, Elia procède à l'évaluation des incidences du projet de plan de développement sur l'environnement, en application des dispositions des articles 9 à 14 de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement (article 7 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

14. Les articles 9 à 11 et 13 comportent enfin la procédure d'approbation du plan de développement par le ministre et la publication de celui-ci.

3. REMARQUES SUR LE PROJET DE PLAN DE DEVELOPPEMENT 2020-2030

15. Le projet de plan de développement 2020-2030 (ci-après : le plan de développement) se compose de 6 chapitres :

- 1) Contexte
- 2) Scénarios pour le développement du réseau de transport
- 3) Evolution du réseau de transport 380 kV afin de promouvoir le caractère abordable, durable et fiable du système énergétique
- 4) Solutions techniques pour le développement du réseau de transport de 380 kV
- 5) Solutions techniques pour le développement des réseaux de 220-150-110 kV

16. Vu le délai limité dont dispose la CREG pour émettre son avis, la CREG limite ses remarques aux points importants et aucune remarque n'est faite en ce qui concerne la forme et les petites erreurs matérielles.

3.1. REMARQUES GÉNÉRALES

3.1.1. Programme d'investissement du gestionnaire du réseau

17. En application de l'article 13, §2 de la loi électricité, le plan de développement énonce le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau s'engage à exécuter en vue de répondre aux besoins en capacité de transport, en tenant compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun désignés par les institutions de l'Union européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens

En application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 10° de la loi électricité, la CREG contrôle l'exécution de ce plan. En application de cet article, la CREG peut prendre des décisions à l'égard du gestionnaire du réseau (cf. article 29bis, §1^{er}, 3° de la loi électricité).

Si la CREG, après consultation du gestionnaire du réseau, constate que les investissements prévus dans le plan de développement ne permettent pas au gestionnaire du réseau de répondre aux besoins en capacité de manière adéquate et efficace, le ministre, en application de l'article 13, §3 de la loi électricité, peut enjoindre au gestionnaire du réseau d'adapter le plan de développement en vue de remédier à cette situation dans un délai raisonnable. Cette adaptation du plan de développement est effectuée selon la procédure prévue au § 1^{er}, alinéa premier.

Le ministre peut en outre demander à la CREG de se prononcer sur la nécessité de réviser ou non les méthodologies tarifaires fixées en application de l'article 12 de la loi électricité pour garantir les moyens de financement des investissements envisagés (article 13, §3, dernier alinéa de la loi électricité, inséré par la loi du 8 janvier 2012).

18. De ce qui précède, il ressort que le gestionnaire de réseau doit s'engager, dans le plan de développement, à exécuter un programme d'investissements. Le plan de développement doit dès lors contenir des engagements contraignants dans le chef du gestionnaire de réseau pour l'exécution d'un programme d'investissements. La CREG doit exercer un contrôle sur son exécution.

Il ressort du plan de développement et du résumé figurant aux pp. 30-32 que certains investissements sont proposés par Elia sous réserve pendant la première phase du plan (2020-2025).

Il est logique qu'au moment où le plan de développement voit le jour, certains investissements ne soient pas nécessaires dans l'immédiat et qu'il faille encore entamer la phase d'étude, alors que celle-ci sera déjà terminée dans le cas d'autres investissements. Autrement dit, le gestionnaire de réseau ne peut s'engager aujourd'hui à exécuter chaque investissement prévu par le plan de développement.

D'autre part, il est nécessaire qu'Elia introduise dans le plan de développement des engagements clairs concernant l'exécution d'investissements dont l'étude a déjà démontré qu'ils étaient indispensables et réalisables, et qui se trouvent déjà pris en compte dans la méthodologie tarifaire.

S'agissant de la rentabilité et du financement des investissements figurant pour la période 2020-2030 dans le plan de développement 2020-2030, la CREG fait remarquer que la méthodologie tarifaire a été établie en étroite concertation avec Elia. L'élaboration de cette méthodologie tarifaire ayant pris place en parallèle avec l'élaboration du présent plan de développement, la CREG considère que les moyens de financement des investissements envisagés sont garantis au sein d'Elia et qu'il n'est pas nécessaire de réviser la méthodologie tarifaire adoptée le 28 juin 2018.

Le programme d'investissements d'Elia doit être formulé de façon claire et univoque. Plus spécifiquement, concernant les investissements supposés entrer en service entre 2015 et 2020, des engagements d'exécution doivent être mentionnés clairement dans le plan de développement. Ce fait n'empêche pas que de tels engagements puissent être assortis de conditions raisonnables, comme l'obtention des permis nécessaires (sous réserve qu'Elia fasse tous les efforts requis pour les obtenir en temps et en heure).

La CREG considère en tout état de cause les investissements repris dans les listes d'investissements du plan de développement 2020-2030, censés entrer en service entre 2020 et 2025, comme contraignants pour ELIA.

3.1.2. Fréquence de rédaction du plan de développement belge et du TYNDP européen

19. ENTSO-E est tenu, en application des articles 8.3, b), et 8.10 du règlement (CE) n° 714/2009, de rédiger, tous les deux ans, un plan décennal de développement du réseau couvrant l'ensemble de la Communauté, comportant, entre autres, les perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production.

En 2010, avant l'entrée en vigueur du règlement (CE) n° 714/2009, ENTSO-E a rédigé sur base volontaire un projet pilote de plan décennal de développement du réseau non contraignant pour la Communauté (TYNDP 2010). En 2012, ENTSO-E a publié la deuxième version du plan (TYNDP 2012). Depuis, un TYNDP est établi tous les deux ans. La version la plus récente, le TYNDP 2018, a été publiée à des fins de consultation le 2 octobre 2017 sur le site Internet de ENTSO-E et transmises à l'ACER pour avis.

Tout comme le *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP), les plans d'investissements régionaux et le *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* (SO&AF) constituent la référence au niveau européen pour la poursuite du développement du réseau. Il convient donc de tenir compte, au niveau national également, de documents équivalents pour l'élaboration du plan de développement national. Dans ce cadre, Elia fait partie du groupe de gestionnaires de réseau du groupe régional « North Sea » au sein d'ENTSO-E. La région de la mer du Nord inclut la Belgique, le Danemark, la France, l'Allemagne, l'Irlande, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. Le plan national doit être intégré dans ce plan régional et doit dès lors comporter tous les projets d'intérêt régional.

20. Une enquête menée en 2014 par l'ACER auprès des autorités nationales de régulation démontre que la plupart des pays européens prévoient l'obligation de publier tous les ans ou tous les deux ans un plan de développement national. La Belgique est le seul pays où un plan de développement national ne doit être publié que tous les quatre ans. La CREG plaide pour ramener à deux ans la fréquence de l'établissement du plan de développement fédéral. Le rythme de mise à jour rejoindra ainsi celui du TYNDP européen, et lors de la vérification de la cohérence imposée par la réglementation, on ne sera pas confronté à un plan de développement obsolète.

La CREG voit par conséquent de grands avantages à une mise à jour intermédiaire, sur base volontaire, de l'actuel plan de développement par ELIA en vue d'une cohérence avec le TYNDP le plus récent. Le prochain TYNDP est prévu pour fin 2020. Une mise à jour du plan de développement 2025-2030 devrait donc être disponible d'ici début 2021.

3.1.3. Participation des acteurs du marché à l'élaboration du plan

21. Dans sa proposition de plan de développement fédéral, Elia souligne l'importance d'informer et de communiquer avec les acteurs du marché. Au chapitre 1, §1.5.1, Elia renvoie à une communication supplémentaire, dirigée vers les autorités locales et régionales et de la société civile, qui fait suite à la consultation publique du plan de développement fédéral. La CREG n'est pas informée de ces échanges et encore moins de leurs résultats. La CREG juge utile d'intégrer dans un procès-verbal le résultat de cette communication dirigée vers les acteurs du marché, ainsi que le feed-back reçu à cet égard. La CREG souhaite également que les résultats des échanges avec Fluxys figurent dans le plan de développement.

22. Par conséquent, la CREG reprend ici sa réaction sur le plan de développement fédéral précédent, élaboré en 2015, qui faisait état d'une participation limitée des acteurs du marchés à la rédaction du plan de développement fédéral. Ceci va à l'encontre de la méthode suivie par ENTSO-E lors de la rédaction du TYNDP européen.

La CREG se rend compte que le contexte légal en Belgique ne prévoit pas explicitement la participation des acteurs du marché à l'élaboration du plan de développement fédéral. Une participation du public n'est prévue qu'ultérieurement, au moment de l'élaboration des plans et programmes en lien avec l'environnement.

La CREG estime particulièrement important, pour par exemple en améliorer l'acceptabilité, que les divers acteurs du marché soient d'emblée associés à la rédaction des prochains plans de développement fédéraux. A cet effet, Elia pourrait organiser régulièrement des ateliers ouverts à tous les utilisateurs, comme c'est le cas lors de la rédaction du TYNDP par ENTSO-E.

Ces ateliers pourraient déboucher sur une description des alternatives envisagées, ce qui fait défaut dans la version actuelle. Dans ce cadre, les alternatives pourraient être évaluées au moyen des cinq critères d'évaluation utilisés par Elia (figure 1.9), en ce compris l'aspect « durabilité et acceptabilité » et partant, via les risques associés, l'aspect « efficacité économique ».

23. Par ailleurs, la CREG fait remarquer que le délai légal de trente jours calendrier dont elle dispose pour rendre un avis sur le plan de développement fédéral est extrêmement court, même si Elia a informé la CREG de manière informelle du contenu du plan de développement fédéral deux semaines avant son envoi officiel. D'où l'importance d'associer également la CREG dès le début de la rédaction du plan de développement.

Structure générale et contenu

24. La CREG fait remarquer que la méthodologie et les résultats figurant dans le plan de développement sont principalement traités d'un point de vue qualitatif. Elle estime que, pour rendre un avis étayé sur la nécessité et la valeur ajoutée des différentes parties du plan d'investissements proposé, davantage d'informations quantitatives sont nécessaires, tant sur la méthodologie que sur les résultats. Dans les prochains chapitres du présent avis, la CREG spécifie les informations supplémentaires à intégrer, selon elle, dans le plan de développement. En résumé, il s'agit des informations suivantes :

- Une mise en balance explicite des coûts et bénéfices au niveau du projet, ainsi qu'une analyse coûts-bénéfices du plan total du point de vue du consommateur belge ;
- Des explications sur la manière dont les critères d'évaluation non financiers sont intégrés dans l'évaluation et sur la manière dont ils sont éventuellement quantifiés (la fiabilité, par exemple) ;
- Une indication du réseau de référence, des hypothèses en matière d'emplacement des unités de demande et de production, des hypothèses en matière d'utilisation de mesures topologiques lors de la détermination du bien-être créé ;
- Une représentation des courbes monotones de charge pour les différents scénarios, tant pour la demande totale que pour la résultante au niveau du transport (« Elia Grid Load ») ;
- Une représentation et une analyse du rapport entre flux commerciaux et non commerciaux sur le réseau de transport; et de l'impact potentiel que la méthodologie Flow Based Market Coupling (FBMC), par rapport à la méthodologie Net Transfer Capacity (NTC) utilisée, peut avoir sur ce point.
- Une représentation et une analyse du nombre d'heures de congestion par élément de réseau, de l'ampleur de la surcharge et de l'impact sur les écarts de prix avec les pays voisins pour les différents scénarios et échéances, tant pour le réseau de référence que pour le plan d'investissement proposé; et de l'impact potentiel que la méthodologie FBMC, par rapport à la méthodologie NTC, peut avoir sur ce point.

3.2. CONTEXTE

25. Au chapitre 1^{er}, Elia traite du cadre légal, des défis en lien avec la transition énergétique, des axes de développement du réseau, de la méthodologie de développement et de l'intérêt général comme fil conducteur des activités d'Elia.

26. Dans la description des axes de développement au §1.3.1, Elia reprend deux prises de position auxquelles la CREG a déjà réagi. La première prise de position est qu'« il y a un consensus international toujours plus grand selon lequel des renforcements importants du réseau de transport sont non seulement nécessaires et indispensables, mais constituent aussi la manière la plus rentable de réaliser la transition énergétique ». Il y est fait référence à une publication de la Commission européenne. La CREG reconnaît l'importance des interconnexions dans leur globalité en tant qu'élément crucial de la transition énergétique, mais signale premièrement, comme l'indique Elia, que la Belgique obtient déjà un résultat supérieur à la moyenne par rapport aux objectifs proposés par la CE, et deuxièmement que l'impact sur le bien-être en Belgique et dans l'UE ne peut être rendu concret que s'il est lié à un couplage de marché efficace, ce qui n'est pas encore le cas aujourd'hui. Le renvoi à cette publication de la CE sans autre nuance ne semble donc pas pertinent pour la Belgique.

La deuxième prise de position à laquelle la CREG a réagi est celle qui figure dans l'étude d'Elia « Electricity Scenarios for Belgium towards 2050 » : « afin de compenser la sortie du nucléaire et de garantir la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, différentes études pointent un besoin important de capacité de production supplémentaire d'ici à 2025 », où l'analyse des courbes de monotone de charge et les alternatives pour prendre en compte le faible nombre d'heures de pointe étaient peu voire pas abordées. Elia affirme au §4.1.1 que le potentiel pour des nouvelles centrales de production est estimé à au moins 7 GW pour la période jusqu'à 2025, mais on ne voit pas clairement comment il est défini ni quelles courbes de monotones de charge sont utilisées à cet effet.

27. Au §1.4.3.4 du plan de développement, Elia propose d'évaluer le développement d'une nouvelle infrastructure à la lumière de cinq critères, dont la fiabilité et l'efficacité économique. La CREG propose qu'Elia précise comment elle quantifie la fiabilité dans ce cadre, quels sont les critères de fiabilité et quel est le poids de la fiabilité par rapport aux autres critères tels que l'efficacité économique.

3.3. SCÉNARIOS POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT

28. Au chapitre 2, Elia traite du cadre et du contexte des scénarios, des échéances et des fils conducteurs, des hypothèses principales par scénario et du mix énergétique dans les différents scénarios.

29. Elia affirme que la méthodologie sur laquelle repose le développement du réseau se fonde sur des scénarios devant prévoir des avenir extrêmes et que la réalité se trouve quelque part entre ceux-ci. Pour l'identification des investissements en réseau, 4 échéances sont considérées : 2025, 2030, 2035 et 2040. Un seul scénario est utilisé pour 2025. Pour 2030, 2035 et 2040, trois scénarios sont systématiquement mis en avant (« TYNDP+ 2018 »), lesquels correspondent aux visions du TYDNP 2018, mais auxquels Elia a apporté des améliorations concernant les données utilisées et la modélisation du système énergétique. Pour l'échéance 2030, un quatrième scénario (« EUCO30+ ») a été ajouté, qui correspond au scénario EUCO30 avec des adaptations pour tenir compte des dernières hypothèses du Bureau fédéral du Plan pour la Belgique.

Elia tire les données et paramètres nationaux de rapports et d'études existants. Les hypothèses ont été harmonisées sur la base du projet d'étude d'Elia relative aux perspectives de l'approvisionnement en électricité d'ici à 2050.

30. Une fois les scénarios définis, les besoins en infrastructure nouvelle sont déterminés au moyen de plusieurs études:

- études de marché,
- études d'écoulement des charges (load flow),
- modèles de prévision de la performance des équipements.

Ensuite, les solutions retenues sont évaluées sur la base de leur :

- solidité et flexibilité,
- fiabilité,
- efficacité économique,
- durabilité et acceptation par le public,

- sécurité du personnel, des contractants et du public.

Enfin, le portefeuille d'investissements obtenu est géré de manière dynamique.

31. La CREG fait remarquer que les hypothèses et scénarios du plan de développement fédéral correspondent en grande partie à ceux utilisés pour le plan de développement européen décennal TYNDP 2018 établi par ENTSO-E.

32. En ce qui concerne l'échéance 2025, la CREG constate que seul un scénario est utilisé (« Best Estimate »). Les conditions actuelles du paysage énergétique belge comportent néanmoins de nombreuses incertitudes, notamment concernant la disponibilité des centrales nucléaires et le potentiel de la gestion de la demande en périodes de pénurie (avec un risque de tarif de déséquilibre de 10 500 €/MWh). La CREG estime que les conséquences de ces incertitudes sur les besoins en développement du réseau doivent aussi être analysées et devraient même faire partie d'un scénario distinct en 2025.

33. S'agissant de l'évolution de la demande, la CREG relève qu'Elia prend compte, dans le plan de développement, de l'évolution de la demande d'électricité annuelle totale, exprimée en TWh (figure 2.8). La CREG estime que c'est principalement l'évolution des courbes de durée de la puissance qui est pertinente dans le cadre du développement du réseau. La publication des courbes de monotone de charge serait pertinente dans ce contexte.

En outre, on ne voit pas clairement quelle définition de la demande d'électricité Elia utilise : la consommation totale d'électricité ou l'utilisation nette d'électricité au niveau de l'utilisateur final, tenant compte de la production locale d'électricité et/ou du stockage ? Dans le cadre du développement du réseau, la CREG estime que ce n'est pas tant la consommation d'énergie finale que la demande résiduelle au niveau du transport (Elia Grid Load) qui est pertinente. La CREG propose par conséquent de reprendre dans le plan de développement les courbes de la monotone de charge de l'Elia Grid Load.

34. Les différentes évolutions de la demande sont influencées par certains paramètres (gestion de la demande, véhicules électriques et pompes à chaleur) décrits dans l'étude d'Elia « Electricity Scenarios for Belgium towards 2050 ». La CREG demande qu'Elia précise sur quelle base ces paramètres ont été dimensionnés pour chaque scénario.

35. Enfin, la CREG fait observer que, dans le plan de développement, le scénario EUCO30 a été remplacé par le scénario « Large Scale RES » en raison de valeurs fortement divergentes concernant le profil de la demande, et ce afin d'assurer la cohérence entre les différentes échéances (§2.2.1.4). La CREG estime que l'EUCO30, précisément en raison de la forte variation du profil de la demande résultant de l'efficacité énergétique très poussée, est pertinent pour vérifier la solidité des propositions. La CREG demande de motiver la décision de ne pas retenir ce scénario pour les échéances ultérieures. Il ressort en effet aussi des analyses de bien-être, illustrées à la section 3.4, que l'augmentation du bien-être belge et européen est sensiblement moindre pour les investissements discutés dans le scénario EUCO30 que pour ceux envisagés dans le scénario « Large Scale RES ».

36. S'agissant des améliorations apportées aux données utilisées du §2.3.1.2, la CREG relève une grande différence entre le TYNDP et le TYNDP+ pour l'éolien onshore (figure 2.9) et le PV (figure 2.11) à l'échéance 2040. Vu l'importance de l'adaptation, la CREG estime utile d'expliquer cette modification. Elle estime également utile de fournir plus d'explications sur le réseau de référence TYNDP 2018 mis en place en février 2018, sur la direction dans laquelle les valeurs ont été adaptées et sur l'implication pour la Belgique.

37. Au § 2.3.1. du plan de développement est décrite l'évolution de la capacité des centrales thermiques pour la Belgique. Dans ce cadre, Elia part du principe qu'en 2025, suite à la fermeture des centrales nucléaires et des unités de pointe actuelles, et compte tenu de la durée de vie des centrales

au gaz et TGV existantes, un volume supplémentaire de capacité thermique sera nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Elia indique prendre en compte ce volume supplémentaire de capacité thermique dans les analyses de bien-être traitées à la section 3.4. Il est néanmoins nécessaire qu'Elia apporte la clarification nécessaire sur les volumes pris en compte et leur emplacement (voir également §50).

3.4. EVOLUTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE 380KV

38. Au chapitre 3 « Evolution du réseau de transport à 380 kV visant à promouvoir le caractère abordable, durable et fiable du système énergétique », Elia décrit les motivations, la détection des besoins, le futur réseau de transport (de *lagging* à *leading*), l'analyse de bien-être socio-économique et l'impact du réseau de transport 380 kV sur le réseau de transport 220-150-110 kV.

39. La motivation principale de l'évolution du réseau de transport 380kV est une poursuite de l'amélioration de l'intégration des marchés. La CREG signale que l'impact des interconnexions sur les importations et exportations est modélisé sur la base de valeurs NTC, alors que le couplage des marchés journaliers en région CWE se fait actuellement sur la base du FBMC. La CREG estime pertinent qu'Elia indique ce que signifie cette hypothèse pour le besoin de nouvelle capacité d'interconnexion et les effets calculés sur le bien-être (convergence des prix, rente congestion, re-dispatching), ainsi que pour la sécurité d'approvisionnement.

40. La CREG signale que pour la détection des besoins, Elia renvoie à l'augmentation de flux plus importants, plus volatils et moins prévisibles qui seraient notamment la conséquence du caractère variable des sources d'énergie renouvelables (entre autres le §3.2 introduction et le §3.2.3). La CREG souligne qu'il existe des alternatives au niveau de la conception du marché pour y pallier (entre autres les nominations *unit-based*, les *scheduling rules*, la configuration des zones de dépôt des offres). La CREG signale que ces alternatives ne figurent pas dans l'analyse. L'utilisation d'éléments de puissance actifs comme le HVDC et les *phase shifters* n'est pas suffisamment mise en relief dans ce contexte.

Elia affirme par exemple au paragraphe 3.2.3 que, pour les frontières AC entre la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne, *pendant au moins 10 % du temps, des flux de 5-8 GW sont attendus, ce qui est sensiblement plus que ce que peuvent supporter ces frontières avec le réseau 2020 prévu*. On ne sait pas clairement si ces flux sont non coordonnés ou s'ils résultent d'échanges commerciaux coordonnés et contrôlés par un mécanisme de gestion des congestions entre zones. Dans le cadre de la motivation de la capacité d'interconnexion supplémentaire, la CREG propose que le rapport entre flux commerciaux et les flux non coordonnés soit illustré dans les simulations effectuées.

La CREG estime également utile de rendre compte de l'évolution de la capacité d'interconnexion physique par rapport à l'évolution des valeurs NTC, valeurs historiques incluses. Cela permet de montrer la part de la capacité d'interconnexion allouée au commerce entre zones et son évolution. Il est utile de montrer en outre l'évolution de la « capacité d'importation simultanée » belge.

41. Par ailleurs, la CREG souhaite pointer quelques imprécisions dans le texte, à savoir :

- le calcul des écarts de prix moyens illustrés à la figure 3.5.
- la définition et le calcul de la capacité N-1 à la frontière avec les Pays-Bas, page 97, pourquoi cette valeur diffère des 4500 MW (=3x1500 MW) et comment les PST sont pris en compte.

- l'asymétrie des valeurs NTC⁶ aux frontières France-Belgique et Luxembourg-Belgique (tableau 3.1).

42. La CREG constate que deux projets qui apparaissent dans la liste de projets d'intérêt commun ne figurent pas dans la liste de projets pour analyse du bien-être socio-économique, à savoir une interconnexion entre la région d'Anvers et les alentours de Kemsley (UK) et le stockage d'énergie offshore portant le nom de « iLand » (voir §4 du présent avis). La CREG propose d'indiquer pourquoi il a été décidé de ne pas traiter de ces projets et pourquoi la deuxième interconnexion proposée avec le Royaume-Uni (« Nautilus ») est connectée au nœud Stevin et non à la région d'Anvers.

43. Une capacité de réseau optimale en termes de coûts permet un certain degré de congestion. Si le réseau n'est jamais utilisé à capacité maximale (congestion), le réseau est incontestablement surdimensionné. La CREG estime dès lors important d'indiquer le pourcentage d'heures de congestion et l'*overload* moyen détecté par élément de réseau pour les différents scénarios et échéances, et ce tant pour le réseau de référence que pour le programme d'investissement proposé. La figure 3.10 est dans ce cadre insuffisante. Un aperçu de l'impact sur le prix de marché (écart de prix avec les pays voisins) en cas de congestion y figure également. C'est pourquoi la CREG demande de toujours mettre en balance le coût de la congestion avec le surdimensionnement éventuel du réseau.

44. En ce qui concerne l'analyse de bien-être socio-économique, la CREG estime que les hypothèses qui y figurent doivent être clarifiées. Pour le calcul de l'augmentation du bien-être socio-économique en Belgique/Europe pour les différents investissements, la CREG propose d'explicitier pour chaque évaluation quel réseau est pris comme référence et quelle méthode est utilisée : TOOT (Take One Out at the Time) ou PINT (Put IN one at the Time). La CREG estime que ces informations par projet sont essentielles pour rendre compte de l'interdépendance des projets. Ainsi, il apparaît clairement si un investissement est conditionné à un autre investissement et si l'impact sur le bien-être de la totalité des investissements est égal à la somme de l'impact chiffré pour chaque investissement individuel.

Un deuxième point concerne le mode de calcul du surplus des consommateurs. La CREG propose d'indiquer si la Value of Lost Load a été utilisée à cette fin et/ou d'en préciser la valeur, vu son influence importante sur les résultats présentés. En outre, la CREG propose d'indiquer clairement comment la gestion de la demande, la flexibilité et l'élasticité des prix sont intégrées dans les simulations.

45. S'agissant de l'analyse du bien-être de ces projets de renforcement des frontières, la CREG signale qu'Elia traite les coûts et les bénéfices dans des chapitres différents du plan de développement et qu'elle ne les met pas en balance. La CREG recommande d'exécuter explicitement l'analyse coûts-bénéfices.

Sur la base des annuités énumérées au tableau 3.2 et des analyses de bien-être socio-économique réalisées au §3.4, la CREG conclut que les projets proposés qui ne font pas partie du réseau de référence 2027 (à savoir Nautilus, BE-DE II, Lonny-Achène, Gramme et Van Eyck-Maasbracht) ne constituent un *business case* positif dans aucun scénario avant 2035, et uniquement un *business case* positif dans un des trois scénarios après 2035 (à savoir le scénario *Large Scale RES*). On ne peut pas clairement identifier les projets d'investissement visant à renforcer l'épine dorsale qui deviendraient redondants si ces projets ne reçoivent pas de feu vert. La CREG propose de clarifier ce lien.

46. La CREG fait remarquer que les bénéfices du renforcement de réseau avec la France sont typiquement plus importants que ceux du renforcement de réseau avec les Pays-Bas. Même l'analyse coûts-bénéfices pour les projets déjà intégrés en vue du renforcement de la frontière Belgique-Pays-Bas, BRABO II-III et Zandvliet-Rilland (§3.4.4) apparaît relativement faible avec seulement un impact positif à compter de l'échéance 2040. Il est en outre frappant que l'impact économique des

⁶ La CREG relève que, dans la référence à la page 55 concernant les hypothèses relatives à la capacité disponible pour les échanges entre pays, les valeurs les plus récentes datent de 2011.

renforcements de la frontière Belgique-Pays-Bas reste constant jusqu'en 2035, voire identique dans les trois scénarios pour le renforcement Van Eyck-Maasbracht (figures 3.24 et 3.25). La CREG propose de clarifier ces résultats.

47. S'agissant des investissements pour le renforcement de l'épine dorsale interne (§3.4.5), Elia calcule que le montant total des coûts de re-dispatching évités, exécutés dans le scénario 2030 Sustainable Transition (« base case ») et tenant compte du paquet d'investissement global, comme illustré à la figure 3.12, est de 350 M€ à 400 M€ par an. Elia indique dans ce cadre qu'il s'agit d'une estimation conservatrice, étant donné que, dans le calcul, le coût social du re-dispatching est égal à la différence de coûts de production entre l'unité de production revue à la baisse et à la hausse. La CREG signale que ce montant est important. A titre de comparaison, les coûts totaux de re-dispatching dans la zone de dépôt des offres allemande s'élevait en 2017 à environ 1 milliard d'euros, ce qui est reconnu comme un montant historiquement élevé⁷.

La CREG propose de développer ce volet et d'indiquer plus clairement ce qui figure dans le paquet d'investissement global. La figure 3.10 ne montre pas clairement quels projets du tableau 3.2 sont supposés avoir été exécutés et quelles sont les hypothèses concernant l'emplacement des unités de production thermique. Par ailleurs, la CREG propose d'expliquer la méthodologie utilisée pour prendre en compte les mesures topologiques et la DLR dans ces calculs.

48. La CREG fait remarquer que, tant pour la détermination des coûts liés au renforcement de l'épine dorsale interne (tableau 3.2) que pour la détermination des coûts de re-dispatching évités (§ 3.4.5.1), les projets visant à renforcer la dorsale interne sont considérés dans leur totalité. La CREG estime qu'il serait utile de préciser lesquels de ces projets contribuent le plus à la réduction du risque de congestions internes (voir également paragraphe 42). En guise de conclusion dans l'*Executive Summary*, Elia affirme que « le montant d'investissement du plan total s'élève à 5 milliards d'euros sur 10 ans ». Vu que ce plan total comprend différents projets qui ne semblent pas tous rentables sur la base des coûts-bénéfices présentés, la CREG propose d'évaluer le montant d'investissement pour la partie des projets dont le statut est « planifié ». Dans ce cadre, la CREG juge utile de chiffrer l'analyse coûts-bénéfices du point de vue du consommateur belge également.

3.5. SOLUTIONS TECHNIQUES POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE 380 KV

49. Au chapitre 4, Elia décrit le développement de l'épine dorsale interne du réseau 380 kV, le développement des interconnexions, le raccordement et l'intégration de la production éolienne offshore, le stockage centralisé d'énergie et le développement du réseau, le potentiel à long terme de la transition énergétique et un aperçu des projets EHV.

50. Le renforcement de l'épine dorsale interne centre-est (§ 4.1.3) est guidé par plusieurs motivations. La motivation à moyen terme (2025) est la création de capacité d'accueil pour de nouvelles centrales, en remplacement entre autres de la production nucléaire. La CREG s'interroge sur les options qui ont été étudiées pour optimiser l'utilisation des points de raccordement existants après la fermeture des centrales nucléaires et rappelle l'importance de la transparence quant aux hypothèses émises au sujet de l'emplacement des unités de production au moment des simulations. En outre, la CREG estime qu'il serait souhaitable qu'Elia se concerte avec Fluxys Belgium SA lors de la rédaction du plan de développement afin d'optimiser l'implantation de nouvelles centrales au gaz dans la limite des possibilités des deux réseaux régulés.

⁷ « German grid stabilising costs reach record high », www.tscnet.eu/german-grid-stabilising-costs-reach-record-high/

La motivation à plus long terme serait de pouvoir renforcer l'interconnexion entre Van Eyck et Maasbracht. La CREG fait remarquer que la pertinence estimée de ce renforcement en termes de création de bien-être est relativement limitée (voir également §46).

51. S'agissant du nouveau corridor Avelgem-centre, le principal intérêt serait de créer une capacité supplémentaire pour le transport de la production éolienne offshore, combinée à des importations en provenance du Royaume-Uni (jusqu'à 3,5 GW conjointement) et à des importations en provenance de France (jusqu'à 3,5 GW), alors que le seul axe 380 kV entre l'ouest et l'est du pays est la liaison 3 GW (N-1) entre Horta et Mercator. Par ailleurs, ce nouveau corridor améliore la fiabilité du réseau. Elia propose de prévoir dans ce cadre une capacité de transport physique d'au moins 6 GW, ce qui correspond à la capacité physique d'Horta-Mercator après le renforcement déjà prévu du réseau au moyen de conducteurs HTLS.

La CREG est d'accord avec la nécessité et la proposition de ce nouveau corridor, à moins qu'il n'existe des alternatives passant par un renforcement du réseau 220 kV, qui pourraient avoir un effet identique en matière de capacité d'accueil et de fiabilité.

52. Elia propose un nouveau corridor Stevin-Avelgem (« boucle côtière ») afin de pouvoir absorber les 1,7 à 2 GW prévus de capacité de production offshore supplémentaire. D'une capacité d'accueil d'environ 3 GW, l'axe Stevin avait en effet été dimensionné pour accueillir la production offshore de 2,3 GW prévue à ce moment-là et les flux énergétiques en provenance et en direction de Nemo Link. Le nouveau corridor Stevin-Avelgem devrait avoir une capacité physique de 6 GW (3GW en N-1). En intégrant ce corridor dans l'axe Stevin, la capacité d'accueil totale sur le réseau 380 kV devrait passer à 7 GW (N-1) dans la région.

La CREG est d'accord avec la nécessité de prévoir de la capacité d'accueil pour la production (éolienne) offshore. Elle s'interroge toutefois sur les alternatives envisagées et sur la raison de leur rejet, notamment pour ce qui est du raccordement à Doel, qui aurait pu parfaitement s'intégrer dans la topologie actuelle du réseau, compte tenu de la fermeture des centrales nucléaires. Était-ce parce qu'il aurait fallu faire passer un câble par le territoire néerlandais (embouchure de l'Escaut) ? Elia indique qu'elle opte en tout cas pour la solution la plus avantageuse en fonction de l'intérêt général, et il apparaît opportun d'intégrer le résultat de cet exercice dans le plan de développement.

S'agissant des dimensions de la boucle entre la nouvelle sous-station « TBD » et Stevin, la CREG ne sait pas exactement si les propositions de capacités de 3 GW et 6 GW considérées par Elia sont des valeurs en N ou en N-1. La motivation à opter pour 6 GW devrait être détaillée. Il conviendrait également de préciser s'il s'agit d'une ligne aérienne ou d'un câble souterrain et d'indiquer l'option qui a servi de base pour l'estimation des coûts.

Enfin, la CREG fait remarquer que, dans ce contexte, un stockage d'énergie offshore n'aggraverait pas mais résoudrait probablement les éventuels problèmes de congestion ; il ne peut donc motiver ce renforcement de réseau. La CREG se range dès lors derrière l'initiative, proposée par Elia au paragraphe 4.4.2 du plan de développement, de raccorder un éventuel atoll énergétique à une infrastructure existante avec un accès flexible, afin de résoudre les problèmes de congestion sur le réseau d'Elia.

53. Elia décrit la nécessité de disposer de moyens supplémentaires pour le réglage statique et dynamique de la tension, notamment afin de pouvoir augmenter la capacité d'importation simultanée maximale de la Belgique de 5500 MW (à partir de juin 2018) à 6500 MW d'ici 2020, et à 7500 MW d'ici 2021-2022. Les moyens sont répartis en trois phases et portent sur des batteries de condensateur, des réactances shunt, une ligne HVDC (ALEGrO) et - dans une troisième phase - des compensateurs *Static Var* et *Static Synchronous*.

La CREG propose de donner une estimation des coûts de ces moyens. La CREG s'attend toutefois à ce que ces coûts d'investissement soient relativement bas et, par conséquent, à ce que cette rubrique de

coûts n'empêche pas de veiller à ce que la limite d'importation simultanée ne restreigne pas les importations belges.

54. Elia énumère quatre projets d'investissement visant à optimiser l'utilisation ou la gestion du réseau, à savoir : *Black-Out mitigation*, *Security*, réseaux fibre optique, *Dynamic Line Rating* et *Real Time Thermal Rating*. La CREG aurait souhaité recevoir une estimation du potentiel de ces améliorations sur le plan des différents indicateurs d'évaluation (chapitre 1).

55. Le projet « Modular Offshore Grid-Phase II » figure à certaines conditions dans le plan de développement proposé. Il s'agit du raccordement d'infrastructures de réseau offshore supplémentaires et de liaisons par câbles destinées à recueillir l'énergie offshore supplémentaire (en plus des 2,3 GW déjà prévus dans les concessions domaniales octroyées). La CREG constate que le gouvernement fédéral examine actuellement les possibilités de créer des capacités supplémentaires d'énergie renouvelable offshore. Les éventuelles capacités offshore supplémentaires prévues dans le cadre de l'approbation du nouveau plan d'aménagement des espaces marins justifient l'investissement proposé. La CREG admet que des conditions soient liées à ce projet, étant donné que la conception du réseau et la technologie choisie dépendront des choix politiques posés. Dès que le plan d'aménagement des espaces marins aura été définitivement approuvé, la CREG attend toutefois un engagement clair de la part d'Elia, sous la forme d'une ligne du temps ou d'une feuille de route détaillée, où les différentes étapes, de la conception à la réception du « Modular Offshore Grid-Phase II », seront clairement définies. La CREG estime que cet engagement est très important si l'on veut raccorder à temps la capacité supplémentaire d'énergie éolienne offshore.

56. La CREG fait remarquer qu'Elia est activement impliquée dans des études et initiatives en lien avec le potentiel à long terme de la transition énergétique, telles que l'étude « e-Highway 2050 » mentionnée au chapitre 4.5 et la plate-forme « North Sea Countries Offshore Grid Initiative » (NSCOGI). La CREG encourage la participation à de telles initiatives, qui visent à développer le réseau en fonction des objectifs climatiques européens. La CREG fait néanmoins remarquer qu'Elia n'est pas partenaire du projet de recherche européen PROMOTioN sur la technologie HVDC offshore. Elle attire également l'attention sur le fait qu'Elia était partenaire du projet de recherche européen GARPUR, dans le cadre duquel des alternatives au critère N-1 ont été analysées, entre autres pour ce qui est de la phase développement du réseau, mais ne trouve aucune référence à ce projet d'innovation dans le plan de développement soumis. Enfin, la CREG continue de souligner l'importance de l'innovation dans la phase d'exploitation et pour la conception du marché, afin de tirer pleinement les bénéfices des investissements de réseau proposés.

3.6. SOLUTIONS TECHNIQUES POUR LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX 220-150-110 KV

57. Dans ce chapitre, Elia décrit la vision générale du développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV, avant de détailler les investissements pour les 10 provinces belges et la région de Bruxelles-Capitale.

58. La CREG partage la vision générale d'Elia concernant le développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV, exposée en six points au chapitre 5.1 : la rationalisation des réseaux de transport locaux 36 kV et 70 kV en évoluant vers des niveaux de tension plus élevés, le découplage des réseaux de transport 220 kV et 150 kV (que ce soit ou non via des transformateurs-déphaseurs), l'augmentation de la puissance de court-circuit des sous-stations 150 kV, l'intégration de la production centralisée et décentralisée, le besoin de capacité de transformation supplémentaire vers la moyenne tension suite à une hausse des prélèvements sur le réseau moyenne tension, et enfin des investissements de remplacement. Il ressort des tableaux en annexe que la majeure partie des projets consistent à

renouveler des équipements obsolètes. Dans son avis, la CREG ne se prononce pas sur les projets proposés au niveau provincial.

59. La CREG est d'accord sur l'approche en deux phases proposée : une première phase limitée au court terme (2020-2025), pour laquelle les paramètres sur lesquels se fondent les investissements proposés font l'objet d'un haut degré de certitude, et une deuxième phase qui porte sur le plus long terme (2025-2030) et pour laquelle aucune décision définitive n'a encore été prise, faute d'informations suffisamment précises au sujet des paramètres pouvant l'influencer, lesquels seront réévalués au cours des prochains plans de développement. Seuls les investissements prévus dans le cadre de la première phase et pour lesquels une approbation est demandée sont planifiés. Des études d'ingénierie détaillées ne sont également lancées que pour ces investissements.

60. A la section 1.3.2, Elia indique que le plan de développement consiste à réaliser le plus efficacement possible les objectifs belges en matière de développement de production renouvelable onshore et offshore. Elle affirme que, « pour limiter la nécessité de procéder à ces renforcements onéreux sans mettre en péril l'intégration des énergies renouvelables recherchée, une vision coordonnée des zones de développement prioritaires pour les sources d'énergies renouvelables et du réseau de transport y afférent est souhaitable ». La CREG propose de répertorier de manière plus claire ou plus explicite les zones prioritaires identifiées en précisant leur emplacement, leur ordre de grandeur et leur niveau de tension.

4. CONCLUSION

S'agissant du projet de plan de développement 2020-2035 de la SA Elia System operator, la CREG recommande ce qui suit :

- Les engagements clairs concernant l'exécution d'investissements, dont l'étude a déjà démontré qu'ils étaient indispensables et réalisables, et qui se trouvent déjà pris en compte dans la méthodologie tarifaire, doivent être intégrés dans le plan de développement. La CREG considère en tout état de cause les investissements repris dans les listes d'investissements du plan de développement 2020-2030, censés entrer en service entre 2020 et 2025, comme contraignants pour ELIA.
- L'élaboration de la méthodologie tarifaire la plus récente ayant pris place en étroite concertation avec Elia et en parallèle avec l'élaboration du présent plan de développement, la CREG considère que les moyens de financement nécessaires des investissements envisagés sont garantis au sein d'Elia et qu'il n'est pas nécessaire de réviser la méthodologie tarifaire adoptée le 28 juin 2018.
- Pour la détection des besoins, Elia renvoie à l'augmentation de flux plus importants, plus volatils et moins prévisibles, qui seraient notamment la conséquence du caractère variable des sources d'énergie renouvelables. La CREG souligne qu'il existe des alternatives au niveau de la conception du marché pour y pallier (entre autres les nominations *unit-based*, les *scheduling rules* et la configuration des zones de dépôt des offres), et propose de les intégrer dans l'analyse et d'examiner dans ce contexte le recours à des composants actifs de puissance, tels que le HVDC et les déphaseurs (voir §40 du présent avis) ;
- Elia affirme que, pour les courants AC entre la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne, *on s'attend à des flux de 5-8 GW pendant au moins 10 % du temps, ce qui est bien plus que ce que ces frontières peuvent supporter dans la configuration prévue du réseau en 2020*. On ne sait pas clairement si ces flux sont non coordonnés ou s'ils résultent d'échanges commerciaux coordonnés et contrôlés par un mécanisme de gestion des congestions entre zones. S'agissant de la justification de capacités d'interconnexions supplémentaires, la CREG propose que le rapport entre flux coordonnés et non coordonnés soit illustré dans les simulations effectuées (voir §40) ;
- S'agissant de l'identification des besoins de renforcement du réseau, la CREG estime qu'il est nécessaire de spécifier les hypothèses relatives à l'emplacement des unités de production dans les différents scénarios, d'indiquer le rapport entre flux commerciaux et flux non commerciaux sur les interconnexions (voir §40), d'expliquer la méthodologie pour ce qui est du recours à des mesures topologiques et à d'autres mesures d'amélioration de l'efficacité sur le plan de la conception du marché et de l'innovation (voir §40 et §54), et d'indiquer la fréquence, l'ampleur et l'impact sur les prix de la congestion par élément du réseau, à la fois pour le réseau de référence et pour le plan d'investissement proposé (voir § 43). En outre, la CREG estime qu'il serait souhaitable qu'Elia se concerte avec Fluxys Belgium SA lors de la rédaction du plan de développement afin d'optimiser l'implantation de nouvelles centrales au gaz dans la limite des possibilités des deux réseaux régulés (voir §50) ;

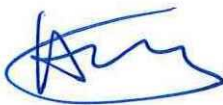
- S'agissant de l'évolution de la demande, la CREG estime que la définition de la demande doit être clarifiée. La CREG propose de se pencher sur l'évolution de l'*Elia Grid Load* et d'intégrer dans le plan de développement les courbes de durée de la puissance correspondantes pour les différents scénarios et échéances (voir §33).
- S'agissant de l'évolution des différentes améliorations relatives à la modélisation du système énergétique, la CREG demande à Elia de clarifier la base sur laquelle ces paramètres ont été dimensionnés pour chaque scénario ainsi que la manière dont la gestion de la demande a été modélisée (voir §44) ;
- S'agissant de la méthodologie NTC pour simuler l'impact d'un renforcement de réseau sur les échanges transfrontaliers, il serait utile d'explicitier l'impact de cette hypothèse. Les marchés journaliers en zone CWE sont en effet couplés selon la méthode FBMC, ce qui pourrait livrer d'autres résultats au niveau de la convergence des prix et des congestions (voir §39) ;
- Pour les calculs d'augmentation du bien-être socio-économique, les hypothèses doivent être clarifiées (voir §44). Sont notamment visés dans ce cadre : la méthodologie, la situation de référence par rapport à laquelle l'augmentation du bien-être a été calculée, l'élasticité de la demande et le prix de celle-ci ;
- S'agissant des coûts de re-dispatching qui pourraient être évités grâce au renforcement de l'épine dorsale interne, les principales hypothèses en lien avec la demande et la production, leur emplacement et le recours à des mesures topologiques doivent être mentionnées (voir §47). Il convient également de préciser la fréquence, l'ampleur et l'impact sur les prix des congestions par élément de réseau (voir §43);
- S'agissant des principaux investissements, la CREG estime qu'il serait recommandé qu'Elia traite des alternatives envisagées et/ou discutées avec les acteurs de marché et des raisons qui l'ont amenée à ne pas retenir ces alternatives (voir §22). Cela vaut également pour les projets d'intérêt commun qui figurent dans la liste 2018 de l'Union mais pas dans le plan de développement fédéral actuel (voir §42) ;
- S'agissant des principaux investissements, les coûts et bénéfices devraient être considérés de manière explicite, de même que les dépendances avec d'autres projets d'investissement (voir §45). La CREG conclut des coûts et bénéfices présentés que les projets visant à renforcer ou à élargir les interconnexions qui ne font pas partie du réseau de référence et des NTC 2017 n'ont pas toujours un *business case* positif. On ne peut pas clairement identifier les projets d'investissement visant à renforcer l'épine dorsale interne qui deviendraient redondants si ces projets ne reçoivent pas de feu vert. La CREG propose de clarifier ce point et d'explicitier également les résultats parfois remarquables de l'analyse du bien-être (voir §46).
- Il convient de répertorier de manière plus claire et explicite les zones prioritaires identifiées pour la réalisation des objectifs belges en matière de développement de la production renouvelable et d'en préciser l'emplacement, le niveau de tension et l'ordre de grandeur (§60).
- Il convient d'établir une ligne du temps ou une feuille de route détaillée (à compter de l'approbation définitive du plan d'aménagement des espaces marins), où les différentes étapes, de la conception à la réception du « Modular Offshore Grid-Phase II », sont clairement définies (voir §55).
- En conclusion, Elia affirme que « le montant d'investissement du plan total s'élève à 5 milliards d'euros sur 10 ans ». Vu que ce plan total comprend différents projets qui ne

semblent pas tous rentables sur la base des coûts-bénéfices présentés, la CREG propose d'évaluer le montant d'investissement pour la partie des projets dont le statut est « planifié », avec une estimation des coûts-bénéfices pour le consommateur belge (voir §48).

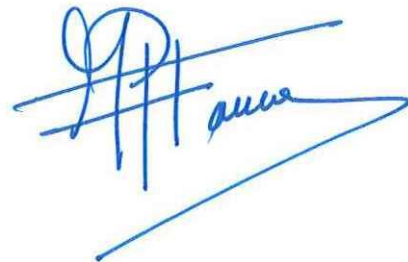
Pour la rédaction de prochains plans de développement, la CREG recommande, en plus des éléments cités au paragraphe précédent, ce qui suit :

- bien que la loi ne requière actuellement pas d'adaptation bisannuelle, envisager la possibilité d'actualiser, sur une base volontaire, le plan de développement fédéral après deux ans, afin de s'aligner sur la fréquence de rédaction du TYNDP européen, compte tenu de ce qui est exposé au § 20 du présent avis ;
- lors de la rédaction des prochains plans de développement fédéraux, impliquer d'emblée les différents acteurs du marché. A cette fin, Elia pourrait régulièrement organiser des ateliers ouverts à tous les utilisateurs du réseau ;
- bien que les hypothèses et scénarios du plan de développement fédéral s'alignent fortement sur celles utilisées pour le TYNDP 2018 rédigé par ENTSO-E, la méthodologie du plan de développement 2020-2030 n'a pas été appliquée de manière transparente et son résultat ne peut être tracé. Ce problème se poserait beaucoup moins si les acteurs du marché étaient associés d'emblée à la réaction du plan de développement. L'avis de la CREG en serait également facilité, étant donné que le délai légal de trente jours calendrier dont la CREG dispose pour rendre un avis sur le plan de développement fédéral est extrêmement court pour en prendre connaissance et l'évaluer.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du comité de direction

ANNEXE 1

Elia System Operator SA, plan de développement fédéral du réseau de transport 2020-2030, version provisoire (31/05/2018)