

# Éléments de réponse à l'Avis 2445 relatif au « Projet de plan de développement de la S.A. Elia Transmission Belgium »

## 1. Introduction

Le jeudi 15 septembre 2022, Elia a reçu l'avis de la CREG sur le projet de plan de développement fédéral 2024-2034. Elia a étudié le document dans le détail avant d'apporter des adaptations et des précisions aux différents chapitres du plan de développement à la lumière des observations formulées dans l'avis, en s'efforçant de tenir compte autant que possible de celui-ci.

Plusieurs sujets abordés dans l'avis de la CREG nécessitent des éclaircissements supplémentaires qui ne pouvaient être repris directement dans le plan. Ces points sont abordés dans la suite de ce document. Elia formule un certain nombre d'éléments de réponse pour appuyer les choix, les hypothèses et les conclusions faits dans ce plan de développement<sup>1</sup>.

De manière générale, Elia souhaite tout d'abord indiquer qu'elle regrette que la CREG ne se soit pas attardée sur les multiples efforts consentis par Elia pour répondre aux demandes spécifiques formulées par la CREG dans l'exercice de retour d'expérience à la suite du plan de développement fédéral 2020-2030. Après la rédaction de ce plan de développement, Elia a en effet organisé de sa propre initiative un tel exercice, auquel la CREG a elle aussi participé.

En réponse à la demande d'être impliqué plus tôt dans le processus et d'augmenter la transparence générale, un « Comité de Collaboration » (« Samenwerkingscomité ») avait déjà été lancé dès le 11 décembre 2020, ce qui représente une avance de 18 mois environ par rapport à l'élaboration du plan de développement 2020-2030. Bien que cela ne soit pas prévu dans la législation, la CREG a rejoint ce « Comité de Collaboration » dès sa formation.

Plusieurs améliorations méthodologiques ont par ailleurs été apportées. Concernant la modélisation du marché par exemple, nous sommes passés d'un modèle NTC à un modèle flow-based, et de l'utilisation d'années climatiques historiques à une base de données climatiques prospectives.

Enfin, pour la première fois dans l'histoire du plan de développement, un chapitre entier a été consacré à l'explication des études réalisées dans le but d'identifier certains besoins du système.

---

<sup>1</sup> Les références aux pages, figures et tableaux numérotés reprises dans la présente note renvoient à la version néerlandaise du Plan de développement fédéral adapté soumis à la consultation publique (« Voorlopige versie 15/10/2022 »).

## 2. Commentaires supplémentaires sur les remarques de la CREG

### 2.1 Remarques générales

*Cependant, la CREG regrette que la participation des acteurs de marché à la rédaction du plan de développement soit limitée au processus d'élaboration des scénarios. La CREG estime particulièrement important, et comme déjà souligné dans son avis sur le précédent plan de développement fédéral, que les divers acteurs de marché soient d'emblée associés à la rédaction du plan de développement fédéral, pour par exemple en améliorer l'accessibilité.*

*Avis, p.8 – paragraphe (21)*

- (1) Elia partage l'avis de la CREG selon lequel l'implication des parties prenantes doit être un élément important dans l'élaboration du plan de développement fédéral (ci-après le « PDF »). Dans ce contexte, et comme le précise la CREG elle-même, une « Task Force Scénarios » a été créée en 2021 en tant qu'organe consultatif chargé de développer des scénarios à long terme. Comme les hypothèses et les suppositions formulées dans le cadre des scénarios sont décisives pour toutes les étapes suivantes de l'élaboration du PDF (calcul des équilibres de marché, identification des besoins du système, analyse coûts-bénéfices des projets), cette étape a été considérée comme prioritaire afin d'accroître l'interaction avec les parties prenantes. C'est pourquoi le travail de la Task force a été soumis à consultation publique, tout comme le plan de développement lui-même et l'évaluation environnementale stratégique, après avis de la CREG et d'autres instances.
- (2) Dans le cadre de la consultation publique, Elia s'efforce d'établir des contacts et des interactions avec les parties prenantes, agissant ici de manière proactive tant avant que pendant la consultation publique. Cette stratégie générale concernant les parties prenantes a d'ailleurs été commentée lors du « Comité de Collaboration » du 6 septembre 2022.
- (3) Par ailleurs, impliquer les parties prenantes doit se faire aux moments stratégiques de la réalisation du FDP. Dans un premier temps, nous jugeons optimal qu'une large consultation des parties prenantes ait lieu en début de processus pour collecter l'input de ces dernières sur les tendances attendues. Ensuite, il revient au gestionnaire de réseau de transport de quantifier les inputs et scénarios identifiés et de traduire ceux-ci en besoins de développement pour le réseau de transport compte tenu du réseau existant et de l'intérêt de la société. Finalement, le gestionnaire de réseau propose des projets d'investissement qui adressent les besoins identifiés. En tout état de cause, la tâche consistant à identifier les renforcements nécessaires du réseau au regard des scénarios et inputs pris en compte nécessite un travail d'analyse particulièrement complexe requérant l'expertise du gestionnaire de réseau. Il n'en est pas moins important que dans un second temps, le FDP reprenant l'identification des besoins et les projets proposés fasse l'objet d'une consultation des parties prenantes pour qu'elles puissent challenger ou mieux comprendre la manière dont les choix sont posés

*Cependant, la CREG regrette que la mise en place de ce Comité n'ait pas permis une participation plus active des membres du CdC aux travaux d'élaboration du plan. En particulier, la CREG regrette que les choix méthodologiques relatifs aux différentes études n'aient pas fait l'objet de discussions détaillées au sein du Comité et que les résultats présentés par Elia aient été principalement traités d'un point de vue qualitatif.*

*Avis, p.9 – paragraphe (25)*

- (4) Les « Terms of Reference » ou ToR présentés lors du premier Comité de Collaboration du 11 décembre 2020 ont été validés par ses membres lors de la deuxième réunion, qui s'est tenue le 30 mars 2021. Les ToR définissent les modalités de la collaboration ainsi que le champ d'action du Comité de Collaboration.
- (5) Ces ToR stipulent clairement que le Comité de Collaboration a été instauré comme une plateforme de concertation entre les différentes parties présentes pour, d'une part, superviser l'avancée générale du projet dans son ensemble. D'autre part, le Comité de Collaboration doit laisser de la place à des sujets davantage liés au contenu comme les résultats de diverses études ou une explication générale de certaines méthodologies ayant spécifiquement trait au PDF. En outre, le rapport du Comité de Collaboration du 12 décembre 2020 indiquait clairement que des sessions ad hoc spécifiques pourraient être organisées pour les thématiques jugées « out of scope » au titre des ToR, et ce, à la demande des membres spécifiques. Une telle approche a été retenue de commun accord, compte tenu de l'ampleur et de la complexité du dossier dans sa globalité (PDF). Comme évoqué au point (3) ci-dessus, le PDF est en effet le résultat d'un grand nombre d'études

détaillées et très spécifiques. Discuter en détail de toutes les données et méthodologies nécessiterait encore une fois un effort considérable et n'est pas réalisable dans le cadre actuel. Le Comité de Collaboration a produit une vue d'ensemble transversale, offrant à ses membres la possibilité d'indiquer sur quels sujets davantage d'informations devraient être mises à disposition. Aucune demande concrète n'a été négligée.

- (6) Elia estime avoir respecté ces accords à tout moment et avoir fait de réels efforts pour augmenter la transparence. Tout d'abord, les résultats de toutes les études ont été commentés lors du Comité de Collaboration, et les questions complémentaires ont systématiquement reçu une réponse. Certains résultats d'études ont fait l'objet d'un exposé plus détaillé et des résultats de simulation approfondis ont été présentés – nous renvoyons par exemple ici à la présentation « System stability with high PE integration » lors du Comité de Collaboration du 28 septembre 2021. Les critères de développement du réseau ont par ailleurs été expliqués en détail lors de l'atelier d'une demi-journée organisé en juin 2021 à la demande explicite de la CREG.
- (7) Elia tient également à souligner qu'un très grand nombre de questions détaillées n'ont été soumises que fin juin 2022, alors qu'elle avait déjà présenté un premier draft de son projet de plan de développement. Les réponses à ces questions ont été commentées en détail lors des réunions spécifiques des 5 et 12 juillet 2022, soit extrêmement tard dans le processus et au grand détriment d'une préparation adéquate. Il était par exemple impossible de produire dans ces délais une description plus détaillée des méthodologies appliquées pour quantifier les scénarios. Un rapport circonstancié est prévu à cet égard et sera remis à la CREG.
- (8) Nous souhaitons également indiquer qu'Elia est favorable à une bonne interaction au sein du Comité de Collaboration, ainsi qu'à toute forme de concertation complémentaire. Dans ce contexte, nous sommes toujours disposés à examiner avec les membres du Comité de Collaboration dans quelle mesure l'interaction pourrait être améliorée en amont, en respectant bien entendu les limites de ce qui est réalisable dans la pratique.

Pour le calcul du bien-être socio-économique en Belgique/Europe pour les différents projets transfrontaliers, la CREG propose d'explicitier, pour chaque évaluation, quel réseau de référence est pris en compte 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.

*Avis, p.9 – paragraphe (28)*

- (9) Le réseau de référence et la méthodologie (PINT/TOOT) retenus ont été expliqués au Comité de Collaboration le 25 mai 2022. Nous renvoyons aussi au Chapitre 4, section 4.1, où ces hypothèses sont également reprises. Le tableau montre si le projet en question fait partie du réseau de référence à l'horizon déterminé. Il est également stipulé ce qui suit :

*Pour un projet inclus dans le réseau de référence, cet effet est calculé en comparant le réseau de référence avec une situation sans le projet (réduction de la capacité de transport transfrontalière totale). Dans la directive CBA d'ENTSO-E, cette approche est également appelée « TOOT » (« take one out at a time »). Pour un projet non inclus dans le réseau de référence, cet effet est calculé en comparant le réseau de référence avec une situation avec le projet (augmentation de la capacité de transport transfrontalière totale).*

Afin de clarifier davantage ce point, Elia ajoutera dans ce tableau la manière dont l'évaluation a été faite (PINT ou TOOT) pour le projet et l'horizon en question.

- (10) Nous renvoyons également à la section 2.1.6.4. « Réseau d'électricité » dans laquelle le réseau de référence et une partie du domaine flow-based sont présentés. Le rapport de méthodologie spécifique dont question au paragraphe (7) comprendra plus de détails sur la création de ces domaines flow-based.
- (11) Pour l'année de référence 2035, le réseau de référence comprend à la fois Nautilus, le renforcement Lonny (FR) – Achène – Gramme (LAG) et TritonLink. Les résultats CBA, obtenus par l'application de l'évaluation TOOT de ces projets, tiennent donc implicitement compte des interactions entre ces derniers. Une évaluation TOOT exclut en effet le projet concerné du réseau de référence, mais conserve les autres.

*De plus, la CREG remarque que les résultats des CBAs calculées pour les projets transfrontaliers ne sont pas présentés dans leur totalité dans le plan de développement. Les résultats concernant la variation des paramètres de réseau (indicateur B5)*

*et l'incidence sur la sécurité d'approvisionnement (indicateur B6) ne figurent par exemple pas dans le plan. Ces indicateurs sont pourtant considérés par Elia comme étant "pertinents" pour le plan de développement fédéral.*

*Avis, p.9 – paragraphe (29)*

- (12) La méthodologie CBA a été discutée lors du Comité de Collaboration du 30/03/2021. À l'époque déjà, nous avons indiqué quels indicateurs seraient calculés dans le cadre du PDF et lesquels ne le seraient pas, avec la raison correspondante. Ces informations sont reprises dans le rapport du Comité de Collaboration. Pour certains indicateurs, il n'existe pas encore de méthode harmonisée pour les monétiser (par ex. B7, B8). Pour d'autres, les données sources ne sont pas disponibles (par ex. B4). Certains, enfin, ne sont pas pertinents pour la Belgique (par ex. B10).

Il avait par ailleurs été clairement indiqué que les indicateurs B5 et B6 étaient encore « under consideration ». Ces indicateurs ne seraient en effet pas calculés par Elia elle-même mais les résultats du TYNDP seraient utilisés. Concernant B5, le calcul des pertes, des calculs de réseau doivent en effet s'effectuer à l'échelle européenne. Lors de la soumission du projet du Plan de développement fédéral 2024-2034, les indicateurs calculés dans le cadre du TYNDP 2022 n'étaient pas encore disponibles pour publication. Elia intégrera ces données dans le PDF lorsqu'elles seront finales et publiquement disponibles, si le calendrier le permet encore.

- (13) Elia tient en outre à rappeler que par rapport au PDF 2020-2030, le nombre d'indicateurs de marché calculés a été augmenté par l'ajout de B2 (variation du CO<sub>2</sub>) et de B3 (intégration des SER). La plupart des bénéfices apportés par les projets concernés ont été capturés par ce choix d'indicateurs. Tenir compte d'autres bénéfices viendrait encore influencer favorablement, pour l'essentiel, l'analyse coûts-bénéfices. L'ensemble des indicateurs retenus est donc tout à fait suffisant pour la prise de décisions.

*En outre, la CREG souhaite signaler que les CBA constituent toujours une boîte noire pour la CREG et qu'il lui est difficile de vérifier les chiffres. Par exemple, il y a une différence dans la CBA pour certains projets d'interconnexion entre la version draft du 15 juin 2022 et la proposition officielle du 17 août 2022. Lors du comité de coopération du 6 septembre 2022, Elia a expliqué que la différence est due aux rentes de congestion qui n'ont pas été incluses dans le draft du 15 juillet. La CREG est incapable d'identifier ces « erreurs » étant donné que le calcul lui-même est donc une boîte noire et qu'elle ne dispose des résultats que sous forme de graphiques.*

*Avis, p.9 – paragraphe (30)*

- (14) Le draft transmis à la CREG le 15 juin 2022 était un projet mis à disposition avant la demande officielle d'avis. L'objectif était d'offrir à la CREG plus de temps pour étudier le plan et poser des questions, cette dernière ayant déjà indiqué par le passé qu'une période de 30 jours était trop courte pour préparer correctement l'avis. S'agissant d'un draft, Elia n'avait pas encore procédé à toutes les vérifications des calculs de la CBA. Si des erreurs ont été constatées dans l'intervalle, nous avons jugé bon de les corriger pour la demande officielle d'avis.

- (15) Elia tient à indiquer qu'elle respecte toujours pleinement toutes les dispositions légales de la loi Électricité et qu'elle a déployé des efforts considérables pour répondre aux demandes spécifiques, tant dans le PDF qu'au sein du Comité de Collaboration. Nous renvoyons également au paragraphe (7), où nous expliquons qu'il est impossible de traiter toutes les demandes dans un délai aussi court.

- (16) Par ailleurs, il nous faut également obtenir des informations plus concrètes concernant les données nécessaires à une meilleure évaluation. Il est en effet question de quantités énormes de données, qui ne peuvent pas toujours être mises à disposition rapidement et dans un format exploitable. Pour certaines données de production, il peut même s'avérer nécessaire de refaire les simulations en raison d'un enregistrement incomplet de toutes les données intermédiaires. Il arrive aussi de devoir procéder à des ajustements/upgrades des outils utilisés. Elia doit pouvoir s'appuyer sur des demandes concrètes pour estimer les ressources supplémentaires nécessaires et convenir d'un calendrier concret pour la livraison de ces données dans le cadre du prochain plan de développement fédéral.

## 2.2 Contexte

*Enfin, la CREG regrette que, dans le plan de développement fédéral, Elia se contente de présenter les solutions retenues pour répondre aux besoins identifiés. Par souci de transparence, la CREG estime important de connaître l'ensemble des solutions envisagées et envisageables pour répondre à un besoin particulier ainsi que les raisons pour lesquelles les solutions alternatives ont été écartées.*

*Avis, p.11 – paragraphe (38)*

- (17) Le PDF vise à présenter une vue d'ensemble raisonnée des besoins du système pour le réseau de transport, pour ensuite commenter la **solution de référence** pour répondre à ces besoins. La description détaillée de toutes les variantes possibles n'entre dès lors pas dans le « scope » du PDF. L'analyse détaillée des variantes pour des projets spécifiques se fait par le biais d'un processus itératif qui nécessite une gamme d'études complètes et spécialisées, avec un niveau de complexité très élevé (voir section 1.4 Méthodologie de développement du réseau). Expliquer ces informations spécifiques pour chacun des projets rendrait le PDF totalement indigeste pour le grand public et augmenterait de manière exponentielle le nombre de pages d'un document déjà volumineux. C'est pourquoi nous estimons que l'ajout de toutes les variantes de solutions étudiées dans le PDF n'est pas envisageable dans la pratique.
- (18) Dans le cadre de la méthodologie tarifaire actuelle, Elia transmet déjà une synthèse de l'analyse des variantes à la CREG, pour les projets dont le CAPEX > 20 M€.

*Concernant les différents critères évalués (voir § 31 ci-dessus), la CREG estime que le plan de développement devrait contenir des explications sur la manière dont ces critères d'évaluation sont pris en compte dans l'élaboration de la solution et sur la manière dont ils sont éventuellement quantifiés.*

*Avis, p.11 – paragraphe (39)*

- (19) Comme évoqué au paragraphe (6), la CREG a reçu des explications détaillées sur les critères de développement du réseau. Elia pense que ces informations sont de nature beaucoup trop complexe et spécialisée pour être reprises dans le PDF.
- (20) En ce qui concerne l'évaluation coûts-bénéfices des projets transfrontaliers, le PDF est déjà totalement transparent quant aux indicateurs calculés.

## 2.3 Identification des besoins du système

*La CREG est d'avis que les informations fournies par Elia concernant la méthodologie utilisée pour les différentes études relatives à l'identification des besoins du système, et notamment en ce qui concerne l'étude KARI, sont trop limitées. La CREG estime, que pour rendre un avis étayé sur cette partie du plan de développement fédéral, davantage d'informations quantitatives sont nécessaires, tant sur la méthodologie (notamment en ce qui concerne le réseau de référence, les hypothèses générales et les algorithmes utilisés) que sur les résultats.*

*Avis, p.12 – paragraphe (49)*

*De plus, dans la mesure où l'étude KARI est une étude interne à Elia, qu'elle n'a pas été rendue publique, qu'elle a été réalisée pour la première fois pour le plan de développement fédéral 2024-2034 et qu'elle porte sur l'identification des besoins au niveau européen, la CREG estime que l'étude et ses résultats auraient dû faire l'objet d'un examen par les pairs ("peer review"), dans le cas où cela n'a pas été déjà fait. La CREG aurait également souhaité qu'Elia indique si les résultats de l'étude ont été présentés et discutés avec les autres gestionnaires de réseau de transport européens ou au sein d'ENTSO-E.*

*Avis, p.12 – paragraphe (51)*

- (21) Elia se réjouit de l'intérêt de la CREG pour l'étude « KARI », ainsi que des actions de suivi proposées. Les délais de rédaction d'un plan de développement fédéral étant fixes, il n'était pas possible d'entreprendre toutes les démarches demandées ci-dessus dès l'élaboration du plan de développement fédéral. Aussi, Elia réfléchira en interne aux suites à donner à cette étude après la clôture de l'ensemble du processus de rédaction du PDF 2024-2034.
- (22) Étant donné le caractère à la fois nouveau et novateur de cette étude, il a également été choisi de déjà fournir dans le plan une explication étendue et détaillée de la méthodologie et de comparer ces résultats avec ceux de l'exercice IoSN (Identification of System Needs) mené par ENTSO-E dans le cadre du processus TYNDP. Les résultats de ces deux études sont de nature indicative (voir section 3.2 Nécessité de développer les liaisons transfrontalières et offshore). Ces études doivent donc toujours être complétées par les analyses coûts-bénéfices spécifiques (disponibles au Chapitre 4) avant qu'une décision ne puisse être prise pour un projet en particulier.

*Enfin, la CREG regrette qu'Elia n'ait pas explicité dans quelle mesure les projets de recherche et développement (projets R&D) sur lesquels elle travaille actuellement contribuent ou contribueront à répondre aux besoins liés à la stabilité du système ou qui découlent de l'électrification du secteur résidentiel, du déploiement massif des énergies renouvelables décentralisées ainsi qu'en ce qui concerne les besoins de remplacement. A titre d'exemple, Elia travaille sur le développement d'une stratégie plus efficace de maintenance et de remplacement de ses actifs avec les projets Asset Condition & Control (ACC) et ACC 2.0. De nombreux projets R&D sont également développés par Elia afin de répondre aux problèmes qui découlent de l'intégration des énergies renouvelables (décentralisées). La CREG tient à rappeler qu'Elia bénéficie d'un incitant pour les projets R&D inclus dans le Plan Innovation 2022 et qui ont été approuvés par la CREG*

*Avis, p.12 – paragraphe (52)*

- (23) Deux initiatives sont proposées au Chapitre 2 – paragraphe 2.3.4 Projets innovants pour une utilisation plus optimale et plus sûre du réseau. Il est aussi stipulé clairement que ces deux projets sont actuellement à en phase de test. Comme ces projets sont encore en phase de recherche, leur impact n'est par définition pas encore clair. Nous ne pourrions en tenir compte dans le développement du réseau qu'après l'achèvement des recherches nécessaires et la mise en œuvre des éventuelles améliorations du fonctionnement opérationnel. Dans l'intervalle, la CREG sera informée des conclusions de ces projets R&D via le reporting de l'incitant.
- (24) Elia pense que cette demande est tout à fait pertinente. En ce qui concerne l'impact concret de certains projets (par exemple ACC et ACC 2.0), il n'est néanmoins pas possible de calculer clairement l'impact sur le plan de l'investissement. Les « besoins en remplacement » dans les systèmes sont en effet automatiquement adaptés à la nouvelle référence après la mise en œuvre des nouveaux concepts. Le développement du réseau en tient explicitement compte à partir de ce moment. Le défi consiste alors à définir la base de comparaison, puisqu'il n'est plus question d'un développement alternatif du réseau sur la base des besoins initiaux du système et qu'il n'existe donc aucune référence par rapport à laquelle une comparaison peut être établie.

## 2.4 Évolution du système horizontal belge

*Dans la description générale du projet « île énergétique », les cabines 66 kV sont entre autres citées comme infrastructure de l'île. La CREG rappelle la question soulevée par la Task Force Offshore du 13 juin 2022, à savoir s'il est préférable de raccorder les câbles intérieurs à 132 kV plutôt qu'à 66 kV. Si le plan de développement actuel est approuvé tel quel, le choix est fait.*

*Avis, p.12 – paragraphe (54)*

(25) Ce point a été discuté à l'occasion de la Task Force Offshore d'octobre 2022.

*Sur la base de tous les projets en mer du Nord mentionnés dans le Plan de développement, une capacité de raccordement onshore de 9,2-9,6 GW est nécessaire :*

- Première zone offshore : 2,3 GW*
- Zone Princesse Elisabeth : 3,1 -3,5 GW*
- NEMOLink: 1 GW*
- Nautilus : 1,4 GW*
- Triton Link : 1,4 GW*

*La capacité de réception cumulée de Stevin, Ventilus et Boucle du Hainaut s'élève à 7 GW.*

*Avis, p.12 – paragraphe (55)*

(26) Elia tient à souligner que l'analyse ci-dessus n'est pas conforme aux descriptions du plan de développement fédéral et aux explications données au sein du Comité de Collaboration et lors des séances spécifiques de « questions-réponses » avec la CREG les 5 et 12 juillet 2022.

(27) Pour la première zone, le premier parc éolien (Thorntonbank) de ~ 300 MW est raccordé aux lignes 150 kV de Slijkens. Cette puissance est généralement consommée localement et n'est donc pas transportée sur le réseau de 380 kV. En ce qui concerne la première zone, il faut donc tenir compte de ~2 GW dans les discussions concernant la capacité d'accueil au sein de la région côtière.

(28) Concernant TritonLink, nous renvoyons à la section 4.2.3, où il est clairement stipulé que nous nous basons sur un raccordement de 2 GW, s'agissant à l'heure actuelle de la plus grande puissance techniquement réalisable qui peut être intégrée de manière fiable et efficace dans le réseau de transport belge (et donc pas 1,4 GW comme spécifié ci-dessus). Le Danemark vise une liaison de 1,4 GW entre la côte et le hub danois. Il est aussi clairement indiqué ici que vu que la capacité d'accueil totale de 7 GW à la côte belge (qui résulte de la réalisation des projets Ventilus et Boucle du Hainaut) est déjà entièrement occupée, il convient d'étudier un point de raccordement plus loin dans le réseau. Ce scope du projet a toujours été communiqué de la sorte et a également été utilisé comme référence pour l'analyse coûts-bénéfices. La liaison vers l'intérieur des terres n'est donc pas remise en question. Le poste spécifique est encore à déterminer, en fonction d'études du réseau, mais aussi d'après les trajets possibles et terrains disponibles. Des études de réseau indiquent qu'un raccordement au réseau 380 kV d'Anvers ou de Gand est approprié, sous réserve de la réalisation en temps utile de certains renforcements nécessaires du backbone interne, comme indiqué également au paragraphe 4.2.3 TritonLink :

*Il s'agit plus précisément d'un upgrade de la liaison Mercator-Massenhoven, qui découle aussi clairement de la détection des besoins en matière de besoins de capacité sur le backbone (voir §3.3 Besoins de développement du réseau interne 380 kV).*

(29) La capacité d'accueil de 7 GW dans la région côtière belge est dès lors ventilée comme suit :

- ▶ ~2 GW d'éolien offshore (première zone) ;
- ▶ ~1 GW de Nemo Link® ;
- ▶ ~ 3,5 GW de l'île énergétique ;

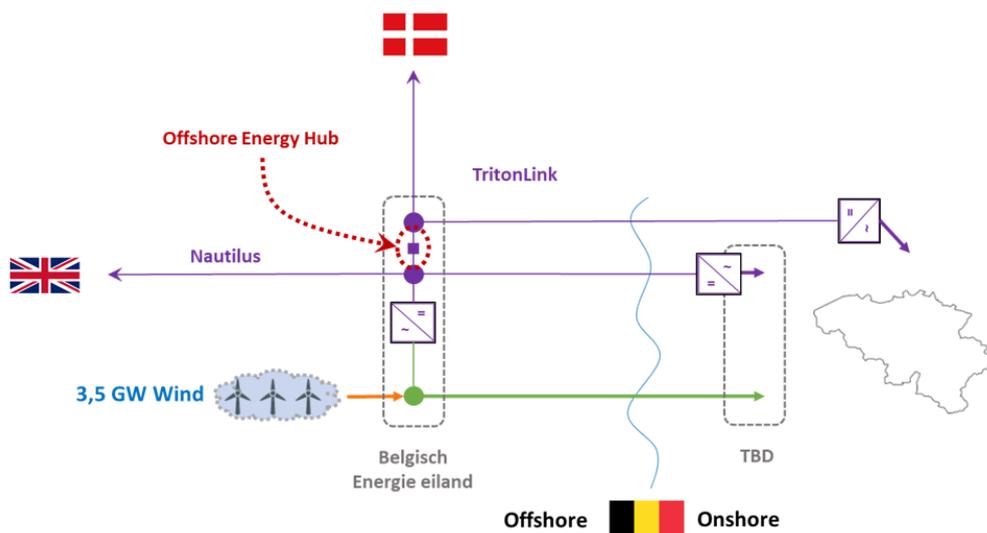
~ 0,5 GW pour l'augmentation de la capacité d'accueil en Flandre occidentale pour de nouvelles unités de production, par exemple de nouveaux parcs éoliens onshore.

La CREG constate qu'en raison de l'inclusion de Triton Link et de l'augmentation de la capacité installée de la zone Princesse Elisabeth, la capacité de réception déjà prévue de 7 GW n'est pas suffisante pour combiner la production maximale des parcs éoliens offshore avec les importations maximales via les câbles HVDC. Contrairement au plan de développement fédéral 2020-2030 approuvé, un raccordement avec accès permanent de la zone Princesse Elisabeth ne peut plus être assuré et, dans le plan de développement actuel, la zone Princesse Elisabeth fait partie d'une interconnexion hybride. Des choix devront donc être faits pour utiliser de manière optimale cette capacité rare du réseau et pour résoudre les éventuels problèmes de congestion, dans le respect de la réglementation européenne. Il s'agit notamment de choix relatifs au modèle de marché et au contrat standard de raccordement. Les hypothèses à cet égard ne sont pas explicitées dans le plan de développement fédéral.

Avis, p.13 – paragraphe (56)

- (30) Dans le PDF 2024-2034, il est en effet proposé de faire passer la liaison entre la Belgique et le Danemark (TritonLink) sur l'île énergétique belge avant de poursuivre jusqu'au point de raccordement dans la région de Gand ou d'Anvers. Cela permettra à l'avenir d'associer TritonLink au MOG 2 et à Nautilus, lorsque la technologie nécessaire sera disponible et fiable. Elia a pour cela présenté le projet « Hub d'énergie offshore », décrit à la section 4.2.4.

Ce projet n'a aucune incidence sur la capacité de transport requise entre l'île et la côte, vu que les liaisons existantes sont reliées entre elles, comme schématisé au Chapitre 4 – figure 13 :



Figuur 13: Schematische voorstelling van de Offshore Energy Hub.

Ce projet a un impact positif sur la capacité disponible entre l'île et le réseau onshore. L'île énergétique dispose en effet d'une liaison complémentaire avec le réseau terrestre belge, permettant d'injecter davantage d'énergie renouvelable dans le système électrique belge.

Au sujet de cette demande, une analyse coûts-bénéfices du projet « Hub d'énergie offshore » avait été réalisée. Il en est ressorti que le rapport coûts-bénéfices pour la société belge était extrêmement positif. Ces résultats seront ajoutés dans la version destinée à la consultation publique.

- (31) Concernant l'île énergétique belge, il est effectivement prévu d'y raccorder entre 3,15 et 3,5 GW d'éolien offshore provenant de la ZPE belge (la zone « Princesse Élisabeth »), ainsi que l'interconnexion de 1,4 GW avec le Royaume-Uni appelée « Nautilus ». Il n'y a en effet « que » 3,5 GW de capacité de transport disponible entre l'île énergétique belge et le continent. Rappelons toutefois que la production éolienne offshore est de nature volatile. Lorsque les parcs éoliens n'injectent pas de l'électricité à pleine puissance, une capacité inexploitée devient disponible et peut être utilisée pour faciliter des échanges d'énergie complémentaires avec le Royaume-Uni. La nouvelle infrastructure est donc exploitée de manière optimale, tandis que les impacts spatiaux et environnementaux sont minimisés. Reste, il est vrai, que cela suppose impérativement la mise en place des bons concepts de marché. L'analyse coûts-bénéfices de Nautilus a été réalisée dans l'hypothèse de l'intégration de marché la plus efficace par le biais d'une offshore bidding zone, conformément à la position

de l'ACER<sup>2</sup>, et ce pour la production éolienne offshore qui y est couplée. Ce point n'est en effet pas abordé explicitement dans le projet de plan de développement fédéral. Elia apportera des précisions à ce sujet dans la version destinée à la consultation publique.

*Les premières analyses dont dispose la CREG montrent que la CBA est positive au niveau européen, mais négative au niveau belgo-danois. En outre, aucun accord officiel n'a encore été conclu sur la répartition du coût de +/- 3,5 milliards d'euros. Afin que les consommateurs belges ne courent pas le risque que leurs coûts soient supérieurs aux bénéfices, la CREG recommande qu'en cas d'approbation conditionnelle de cet investissement, les conditions soient clairement quantifiées afin d'éviter toute discussion inutile par la suite.*

*Avis, p.14 – paragraphe (59)*

(32) Les grandes lignes de la répartition des coûts convenue entre Elia et Energinet ont été expliquées à la CREG lors de la session spécifique de « questions-réponses » du 12 juillet.

(33) La condition à remplir pour ce projet a été clairement stipulée à la section 4.2.3 :

*Compte tenu du rapport coûts-bénéfices positif au niveau européen, ce projet peut bénéficier du label PCI et de subventions européennes par le biais du Fonds CEF. Elia va donc soumettre ce projet pour la sixième liste PCI (date indicative de dépôt : octobre/novembre 2022), qui sera déterminée par la Commission européenne en 2023. L'obtention de fonds suffisants, dont le niveau sera déterminé ultérieurement, est la condition préalable à la décision d'investissement de ce projet.*

Pour prétendre au mécanisme de subventions européennes (CEF), les deux partenaires au projet doivent préparer une « Investment request and cross border cost allocation (CBCA) proposal » détaillée en collaboration avec les régulateurs. Cet exercice CBCA permettra de déterminer le montant des subventions nécessaires sur la base des analyses de marché et estimations des coûts les plus récentes. La détermination finale et formelle de la répartition des coûts entre les partenaires/pays concernés fera elle aussi partie du processus. À ce stade, il est encore trop tôt pour aborder ce point dans le PDF.

<sup>2</sup>[https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Position%20Papers/ACER%20CEER%20Reflection%20on%20EC%20offshore%20strategy\\_final.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Position%20Papers/ACER%20CEER%20Reflection%20on%20EC%20offshore%20strategy_final.pdf)

## 2.5 Conclusion

*Demander au gestionnaire de réseau une estimation du coût total du plan proposé avant de l'approuver, car le caractère abordable est l'un des trois objectifs du trilemme énergétique et ce coût devrait être tel qu'il va entraîner une augmentation importante des tarifs de réseau de transport d'électricité ;*

*Avis, p.17*

- 
- (34) La rédaction du PDF et l'élaboration du dossier tarifaire sont des processus distincts. Le plan de développement traite des besoins en développements supplémentaires pour le réseau de transport et s'intéresse aux solutions de référence correspondantes pour y répondre. Le dossier tarifaire se penche ensuite sur les moyens financiers requis pour y parvenir. Sauf pour les nouvelles interconnexions, une description détaillée des montants d'investissement n'est pas nécessaire pour évaluer la pertinence des besoins expliqués et des solutions de référence proposées. Elle s'avère toutefois utile pour prendre une décision éclairée à propos des futures interconnexions, raison pour laquelle le montant de l'investissement nécessaire a été dévoilé ici, afin de permettre la comparaison avec les bénéfices du projet.
- (35) Dans ce contexte, au paragraphe (67), la CREG renvoie spécifiquement au coût d'investissement du projet « Deuxième interconnecteur Belgique - Allemagne » ou « BE-DE II ». Elia rappelle que la date de mise en service de ce projet (2037-2038) se situe hors de l'horizon du plan concerné, et que ce projet affiche également un « statut indicatif ».
- (36) Il est exact qu'Elia n'a pas encore ajouté les montants d'investissements totaux dans le projet du plan de développement fédéral, soumis à la CREG pour avis. Dans le cadre du processus d'élaboration du dossier tarifaire, la concertation nécessaire avec les autorités compétentes est prévue avant l'approbation finale du PDF.