



Plan de Développement fédéral
du réseau de transport
2015-2025

Version définitive
18 septembre 2015

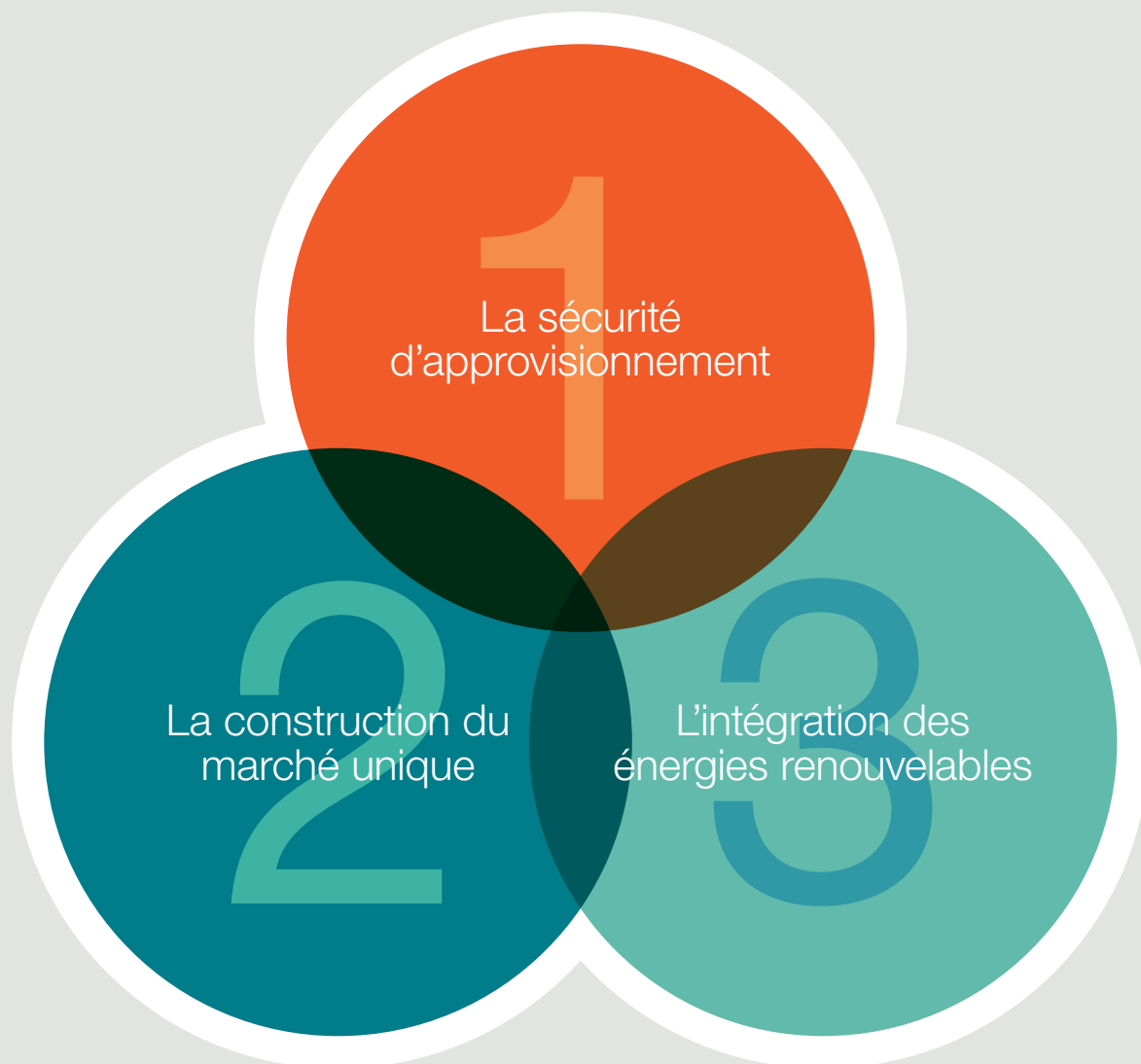


Figure 1 : Enjeux du rôle de gestionnaire de réseau de transport

Résumé

Elia établit le Plan de Développement fédéral 2015-2025 selon les modalités de la loi du 29 avril 1999 ("Loi Électricité") et 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.

Le Plan de Développement contient une estimation détaillée des besoins en capacité de transport d'électricité. Il énonce les investissements d'extension et de renouvellement du réseau que le gestionnaire du réseau s'engage à exécuter pour rencontrer ces besoins, avec indication des hypothèses sous-jacentes.

Le Plan est établi par le gestionnaire du réseau de transport en collaboration avec la Direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan. Il couvre une période de dix ans et est actualisé tous les quatre ans. En application du troisième paquet énergie européen, le Plan de Développement fédéral est aussi élaboré en concertation avec les autres gestionnaires de réseau européens, entre autres dans le cadre du plan de développement européen non contraignant à dix ans publié tous les deux ans par ENTSO-E (TYNDP: Ten-Year Network Development Plan 2014-2024 d'ENTSO-E).

Le Plan de Développement 2015-2025 est l'aboutissement d'un processus de consultation impliquant le régulateur fédéral (CREG), le Ministre compétent pour le Milieu marin, les Gouvernements des Régions, le Conseil fédéral pour le Développement Durable et le grand public.

Les incidences environnementales associées au Plan de Développement font l'objet d'un rapport spécifique soumis à l'avis du Comité d'avis fédéral SEA (Strategic Environmental Assessment), en application des dispositions 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.

Le développement du réseau de transport est étroitement lié aux politiques énergétiques mises en place aux niveaux européen, belge et régional. Elles ont donné forme à la transition énergétique déjà en marche. Elles influencent aussi les infrastructures de transport d'électricité à mettre en œuvre pour la continuer, assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, participer activement à la construction européenne d'un marché unique de l'électricité, et intégrer les nouvelles productions à base de sources d'énergie renouvelable.

Plan de Développement fédéral
du réseau de transport
2015-2025

Scénarios et choix fondamentaux

Pour se faire une idée aussi précise que possible de l'influence des choix énergétiques sur les besoins en développement du réseau, différents scénarios ont été mis au point. Ces scénarios diffèrent significativement les uns des autres et sont représentatifs de situations relativement extrêmes. Cette approche permet de définir un large éventail de situations pour lesquelles le réseau pourrait être développé. Elia met alors au point ses projets d'infrastructures de manière la plus robuste possible vis-à-vis de ces différents scénarios.

Elia n'est pas en position d'indiquer quel scénario est plus souhaitable ou plus probable. **Les choix de transition énergétique sont opérés par les pouvoirs publics.** Ceux-ci s'inscriront probablement à l'intérieur de ces scénarios extrêmes. Ces choix politiques et les projets énergétiques concrets qui en découlent influenceront à leur tour les priorités d'Elia en matière de développement du réseau. Elia plaide donc pour la définition par les autorités publiques d'une politique énergétique avec une vue à long terme.

L'HORIZON 2020 QUI S'INSCRIT DANS LES POLITIQUES ET LES DÉCISIONS D'INVESTISSEMENT ACTUELLES

La construction de nouvelles liaisons pour le transport d'électricité demande dix ans, voire plus. Les infrastructures à prévoir pour l'horizon 2020 ont donc principalement été définies dans la cadre du Plan de Développement 2010-2020 approuvé par le Ministre de l'Énergie en 2011.

Les analyses effectuées à l'horizon 2020 dans le cadre du Plan de Développement 2015-2025 s'appuient dès lors sur un seul scénario relatif à l'horizon 2020. Ce scénario, appelé scénario 2020, s'inscrit dans le cadre des politiques énergétiques en place et des décisions prises dans le cadre du Plan de Développement 2010-2020.

Toutefois, étant donné l'incertitude sur l'évolution du parc de production et les évolutions récentes de la consommation, ce scénario est complété par une double analyse de sensibilité.

D'une part, alors que le scénario 2020 tient compte du calendrier légal de sortie du nucléaire au premier janvier 2015, la prolongation des unités Doel 1&2 (866 MW) et/ou la mise à l'arrêt possible des unités Doel 3 et Tihange 2 sont analysées.

D'autre part, bien que le scénario 2020 implique déjà une évolution modérée de la consommation finale d'électricité, évoluant d'environ 90 TWh en 2010 à 95 TWh en 2020, une variante tenant compte des dernières évolutions de la demande et d'une augmentation de la gestion de la demande est intégrée.

Une importante vague de mises hors service d'unités centralisées pour raison technique ou économique est supposée (-2800 MW entre 2014 et l'hiver 2016-2017).

Dans le scénario 2020, deux nouvelles machines au gaz sont considérées à l'horizon 2020 (environ 900 MW).

Dans le cas de l'arrêt des unités de Doel 1&2, de mise à l'arrêt définitif des unités de Doel 3 et Tihange 2, et de croissance modérée de la consommation par rapport au niveau de 2010, une capacité de production s'élevant à environ 3 GW devrait être prévue à l'horizon 2020, sans quoi le degré de dépendance de la Belgique aux importations d'électricité devrait significativement augmenter.

À l'horizon 2020, la capacité des projets de renforcement d'interconnexions discutés ci-après s'élève à 3 GW.

La pénétration des sources d'énergie renouvelable en Belgique a déjà fait une progression marquée depuis 2009. Le scénario 2020 part du principe que les objectifs contraignants européens en la matière seront réalisés, même si l'atteinte de ces objectifs nécessitera des efforts supplémentaires. Concernant l'énergie renouvelable offshore, un potentiel de 2,3 GW est considéré.

À PLUS LONG TERME: DES CHOIX FONDAMENTAUX POUR PRÉPARER L'HORIZON 2030

Le paysage énergétique continuera sa transformation après 2020. Pour l'horizon 2020-2030, des choix fondamentaux devront être opérés par les pouvoirs publics pour donner forme au mix énergétique du futur. Ce mix énergétique devrait s'articuler autour de deux orientations principales.

1. Sur la période qui suit l'horizon 2020, la mise en œuvre du calendrier légal de fin de la production nucléaire existante en Belgique engendrera l'arrêt de toutes les unités de production de ce type dans le pays. D'autres unités de type thermique arriveront également en fin de vie. Comment remplacer ces capacités de production tout en assurant la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement du pays? L'approche historique repose sur l'autonomie énergétique du pays. Continuer sur cette base impliquera la construction d'un grand nombre d'unités centralisées, nécessitant des investissements majeurs dans le parc de production. D'un autre côté, s'appuyer sur les importations d'électricité permet l'optimisation économique du parc de production à l'échelle européenne. Cependant, sans certitude sur la disponibilité d'énergie à l'étranger en cas de besoin, cette approche soulève des questions en termes de dépendance énergétique du pays. À ce sujet, nous référons aux « facteurs clés de succès » ci-après.
2. La deuxième orientation principale touche l'intégration des sources d'énergie renouvelable et les mesures d'efficacité énergétique. Après l'atteinte des objectifs 20-20-20, à quelle cadence notre système énergétique évoluera-t-il vers sa décarbonisation, telle que visée par les autorités européennes? La dernière communication de la Commission européenne en la matière prévoit une croissance des sources d'énergie renouvelable dans le système électrique à l'horizon 2030. D'autres sources prévoient leur déploiement accéléré pour atteindre une société décarbonisée en 2050.

Pour encadrer au mieux ces incertitudes, le Plan de Développement définit quatre scénarios, ou «visions» dans la terminologie ENTSO-E, relatifs à 2030. Les développements du réseau amenés par chaque vision seront identifiés mais seuls les renforcements déjà nécessaires à l'horizon 2025 seront proposés dans le cadre de ce Plan de Développement 2015-2025.

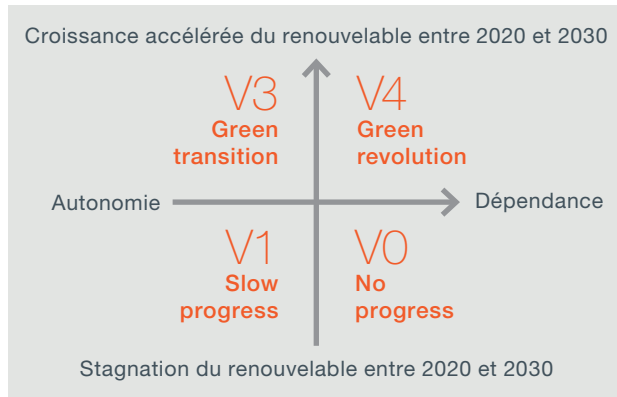


Figure 2: Visions 2030 du Plan de Développement 2015-2025

Afin de cadrer les investissements de réseau à l'horizon 2025, l'année 2030 a été retenue car c'est une date charnière entre les objectifs 2020 et 2050 en termes d'énergie et de climat. Par ailleurs, la Commission européenne a déjà donné un cadre d'action jusque 2030.

Les visions 1, 3 et 4 sont très proches des visions 2030 définies dans le Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2014-2024 d'ENTSO-E, en collaboration avec les gestionnaires de réseau de l'association. Les stakeholders du secteur ont été consultés à plusieurs reprises lors de leur mise au point.

Ces visions reflètent aussi autant que possible les hypothèses de «l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030» publiée par les autorités fédérales en janvier 2015.

Les quatre scénarios tiennent systématiquement compte du calendrier légal de fin progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité en Belgique. Ces visions ne supposent donc aucune production de ce type en Belgique en 2030.

Les visions «V0 – No progress» et «V1 – Slow progress» permettent de considérer deux évolutions potentielles, dont l'effet est comparable en termes de développement du réseau.

D'un côté, ces visions permettent de visualiser des conditions économiques moins favorables entre 2020 et 2030. Ce climat freinerait l'intégration des sources d'énergie renouvelable qui stagneraient en Belgique sur cet horizon. Dans ces conditions, la consommation finale en électricité serait aussi affectée.

L'évolution de la demande est donc très faible sur la période 2020-2030 dans ces deux visions.

D'un autre côté, avec un accroissement limité des sources d'énergie renouvelable et de la consommation, ces visions simulent l'impact du développement des microgrids (systèmes permettant la gestion locale de la production décentralisée et de la consommation, parfois au moyen de stockage décentralisé, qui impliquent leur effacement d'un point de vue du réseau de transport).

Dans ces deux visions, le prix européen du CO₂ est relativement bas, favorisant les centrales au charbon (hors Belgique) par rapport aux centrales au gaz dans l'alignement économique des unités. La vision «V1 – Slow progress» postule l'autonomie du pays en termes de sécurité d'approvisionnement (nouvelles centrales thermiques pour un total de 8210MW), tandis que la vision «V0 – No progress» suppose un recours aux importations (nouvelles centrales thermiques pour un total de 4530MW).

Les visions «V3 - Green transition» et «V4 - Green revolution» ambitionnent l'atteinte, à un rythme constant, des objectifs 2050 en termes de décarbonisation de notre société. À l'échelle européenne, la part de sources d'énergie renouvelable dans la production d'électricité s'élève à 50 % et 60 %, respectivement. Cette hypothèse se traduit en Belgique par une progression marquée des énergies renouvelables. La capacité éolienne offshore est ainsi presque doublée en Belgique entre 2020 et 2030.

Dans ces deux visions, l'activité économique plus soutenue combinée aux effets de substitution entre sources d'énergie accompagnant la décarbonisation implique une augmentation de la consommation. Le prix européen du CO₂ est haut, favorisant les unités au gaz par rapport aux machines au charbon (hors Belgique) dans l'alignement économique des unités. La vision «V3 - Green transition» postule l'autonomie du pays en termes de sécurité d'approvisionnement (nouvelles centrales thermiques pour un total de 8210MW), tandis que la «V4 - Green revolution» suppose un recours aux importations (nouvelles centrales thermiques pour un total de 6370MW).

En ce qui concerne la robustesse de ce Plan de Développement par rapport aux investissements en matière d'unités de production centralisée, nous référons aux « facteurs clés de succès » ci-après.

Programme de projets à l'horizon 2020

DÉVELOPPER OU RENFORCER LES INTERCONNEXIONS À CHAQUE FRONTIÈRE

Dans un contexte de mises hors service d'unités, pour raisons techniques ou économiques, de retards importants de réalisation des projets d'unité de production centralisée bénéficiant d'une réservation de capacité, ou en application du calendrier légal de sortie de l'énergie nucléaire, l'approvisionnement du

pays repose actuellement en partie sur les importations d'énergie depuis l'étranger. Dans ces conditions, les interconnexions, tout comme le réseau interne et la gestion de la demande, sont un maillon essentiel pour assurer **la sécurité d'approvisionnement**. Leur développement est traité avec une attention particulière dans ce Plan de Développement.

La transformation des mix énergétiques en Belgique et dans les pays voisins modifiera les opportunités d'échange d'énergie sur le marché intérieur européen de l'électricité. En particulier, la mise en œuvre des plans d'allocation pour les énergies renouvelables dans les pays de l'Union européenne jouera un rôle de premier ordre. La pénétration croissante des sources d'énergie renouvelable créera des opportunités additionnelles d'achat d'énergie.

Le portefeuille de projets d'interconnexion proposé dans ce Plan de Développement intègre ces évolutions. La justification de ces interconnexions sur les plans technique et économique s'appuie sur la méthode «Cost-Benefit Analysis» définie par ENTSO-E. Elle confirme les conclusions du Plan de Développement 2010-2020 :

- dans les scénarios proposés, le portefeuille de projets d'interconnexion proposé offre **un accès aux énergies les plus économiques, au bénéfice de la communauté**. L'impact tarifaire des investissements dans les interconnexions serait donc compensé par l'accès à une énergie meilleure marché ;
- les projets d'interconnexion créent des opportunités additionnelles d'achat d'énergie renouvelable à faible coût marginal (de court terme). Ces interconnexions permettent **des échanges additionnels d'énergie renouvelable** qui n'a pas été consommée ou gérée localement (par des microgrids, stockage local etc.). Ces bénéfices sont donc plus marqués lorsque l'intégration du renouvelable est plus importante (comme dans les visions «V3 - Green transition» et «V4 - Green revolution») ;
- le portefeuille de projets d'interconnexion augmente les possibilités d'importation et la diversification des sources d'approvisionnement. Il contribue donc à l'amélioration de **la sécurité d'approvisionnement du pays**.

La réalisation de l'ensemble de ces projets permettra de considérablement augmenter la capacité hivernale d'importation de la Belgique. Aujourd'hui, cette capacité s'élève entre 3500 et 4500MW, selon les circonstances de marché. Elle augmentera à plus de 6500MW en 2020, lorsque le marché est importateur.

Cette capacité d'importation offerte par le réseau de transport ne signifie nullement que l'énergie correspondante est disponible à l'étranger, certainement pas dans les moments critiques de la pointe d'hiver, par grand froid et/ou faible production éolienne et photovoltaïque (PV). S'appuyer massivement sur les importations d'électricité présente donc des risques en termes de dépendance énergétique. Le maintien et le développement d'un parc de production national suffisamment large et fiable restent prioritaires pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement du pays.

Aujourd'hui, comme Elia l'a déjà signalé dans le cadre de son reporting à la Ministre de l'Énergie, il convient d'évaluer périodiquement quels volumes d'énergie sont disponibles dans les marchés voisins, particulièrement lors de la pointe d'hiver.

INTERCONNEXION ENTRE LA BELGIQUE ET L'ALLEMAGNE (PROJET ALEGrO)

Le développement d'une interconnexion à courant continu d'environ 1000MW entre les postes Lixhe (Belgique) et Oberzier (Allemagne) est planifié pour 2020.

Le Gouvernement wallon a adopté un avant-projet de révision de plan de secteur pour inscrire un périmètre de réservation nécessaire à la réalisation du projet. Son adoption définitive est planifiée en 2015, après la réalisation d'une étude d'incidences par un bureau agréé et une enquête publique. La décision finale d'investissement sur base de l'accord de l'ensemble des stakeholders concernés sur tous les aspects du projet sera évaluée en 2016. Les travaux pourraient alors débuter en 2017.

INTERCONNEXION ENTRE LA BELGIQUE ET LE ROYAUME-UNI (PROJET NEMO)

La construction d'une liaison sous-marine à courant continu de 1000MW entre les postes Gezelle (Brugge - Belgique) et Richborough (sud de l'Angleterre) est prévue en 2019.

La décision finale d'investissement a été prise au début de 2015 et les travaux pourront débuter en 2016 pour une mise en service en 2019.

La capacité disponible créée par le projet STEVIN entre les postes Stevin (Zeebrugge) et Horta (Zomergem) sera en partie utilisée pour l'intégration du projet NEMO au réseau belge.

LES INTERCONNEXIONS DE LA FRONTIÈRE NORD (PROJET BRABO)

Dans une première phase, un deuxième transformateur-déphaseur sera installé dans le poste Zandvliet (province d'Anvers), avec la création d'un avant-poste 380kV. Le terna 150kV existant entre les postes Doel et Zandvliet sera passé en 380kV. Par ailleurs, un transformateur 380/150kV doit être installé dans le poste Doel.

Combinés à l'installation de deux batteries de condensateur, ces investissements permettront d'augmenter de 1000MW la capacité d'importation.

Ces réalisations sont prévues pour 2016. Toutefois, le deuxième transformateur-déphaseur de Zandvliet sera installé en 2015, connecté en série avec le transformateur-déphaseur existant, de manière à optimiser les flux d'énergie à la frontière nord durant l'hiver à venir.

La suite du projet BRABO prévoit de créer un nouveau corridor en ligne aérienne 380kV entre les postes Zandvliet, Lillo (Anvers) et le lieu-dit (BRABO phase II). Cette double liaison

sera temporairement connectée à la ligne voisine existante Doel-Mercator 380kV. La troisième phase du projet BRABO consistera en la construction d'une double liaison aérienne entre le Liefkenshoek et Mercator (Kruibeke).

L'ensemble de ces trois phases développera un potentiel de raccordement d'unités de production de l'ordre de 1100MW dans le poste de Lillo ou dans d'autres postes sur l'axe nord-sud anversoïse. Il renforcera sensiblement le potentiel d'alimentation de grands consommateurs industriels dans le port d'Anvers. En outre, une capacité de raccordement supplémentaire se libérera sur la rive gauche de l'Escaut à mesure de l'arrêt des réacteurs nucléaires du site de Doel.

Suite à l'annulation du plan d'aménagement régional («GRUP») en 2011, Elia a lancé une nouvelle procédure «Plan-MER» ainsi que les consultations et études d'incidences environnementales associées. Le Gouvernement flamand a donné son accord de principe en juillet 2012. Son adoption finale – en mars 2015 – permet au Ministre en charge de l'Aménagement du territoire de préparer un nouveau «GRUP». Toutes les autorisations nécessaires sont attendues pour 2017. La phase II du projet BRABO pourrait alors être réalisée pour 2020. La phase III du projet est prévue au plus tard en 2023, mais devrait être plus rapidement réalisée si la production nucléaire des quatre unités de Doel est maintenue.

De manière complémentaire à ces différents investissements, des renforcements additionnels des infrastructures à la frontière nord sont en cours d'évaluation. Ceux-ci devraient s'appuyer sur l'installation de transformateurs-déphaseurs supplémentaires et l'emploi de conducteurs à haute performance. Ces investissements et leur planning de réalisation sont en cours d'étude avec TenneT, le gestionnaire de réseau de transport néerlandais.

LES INTERCONNEXIONS DE LA FRONTIÈRE SUD

Le renforcement par l'emploi de conducteurs à «haute performance» des lignes entre Avelin-Mastaing (France) et Avelgem (Belgique), et ensuite jusqu'au nouveau poste Horta 380kV (Zomergem) est prévu pour 2022. À plus long terme, le renforcement de l'axe Aubange-Moulaine 220kV est aussi étudié avec RTE, le gestionnaire de réseau de transport français.

INTERCONNEXION ENTRE LA BELGIQUE ET LE LUXEMBOURG

CREOS, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité luxembourgeois, installera un transformateur-déphaseur dans le poste Schifflange (Luxembourg) en 2015 pour créer un corridor d'échanges d'énergie entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne. Ce corridor s'appuiera sur le terme de la ligne existante entre Aubange et Esch 220kV (Luxembourg).

À plus long terme (horizon 2022), différentes variantes seront étudiées pour renforcer cette interconnexion. Parmi celles-ci, la pose de deux câbles 220kV entre les postes Aubange et Bascharage (Luxembourg) est envisagée.

Renforcer l'épine dorsale 380 kV du réseau interne belge

L'épine dorsale du réseau interne 380kV doit également être renforcée pour permettre le développement des interconnexions, des flux internationaux associés, et l'accueil d'unités de production centralisées.

Là où c'est possible, le renforcement de l'épine dorsale du réseau 380kV s'appuie sur les corridors existants. Les conducteurs de lignes existantes sont remplacés par des conducteurs de plus grande capacité (par exemple des conducteurs à haute performance) ou les lignes sont équipées de circuits additionnels.

Cette approche permet de maximiser l'utilisation de l'infrastructure en place et de réaliser des investissements incrémentaux à coûts plus limités, tout en minimisant les incidences additionnelles du réseau sur l'environnement. La démarche permet aussi de limiter l'incertitude et les délais liés à l'obtention des permis et autorisations pour la réalisation des travaux.

Les candidats-producteurs envisageant la construction de nouvelles unités centralisées peuvent aussi tirer profit de la rapidité de réalisation de tels renforcements. S'ils orientent leurs projets sur des sites situés à proximité de l'épine dorsale existante 380kV, leurs projets pourront souvent bénéficier d'un accès au réseau dans des délais plus courts que dans des régions où de nouveaux corridors devraient être développés.

C'est de cette manière que les renforcements incrémentaux de l'épine dorsale du réseau présentés ci-dessous génèrent un potentiel de raccordement substantiel pour de nouvelles unités. Ces renforcements permettent l'accueil d'une série de projets spécifiques d'unités centralisées pour une puissance cumulée de l'ordre de 3150MW. Ils sont aussi adaptés pour d'autres unités qui seraient localisées dans les mêmes zones.

	Localisation	Poste Elia	Puissance
1	Dilsen-Stokkem	Dilsen 380	2*460 MW
2	Evergem	Baekeland 380	2*460 MW
3	Manage	Courcelles 380	450 MW
4	Maasbracht (NL)	Van Eyck 380	860 MW
Total			3150 MW

Tableau 1 : Projets de raccordement d'unités centralisées à l'épine dorsale 380kV considérés dans ce Plan de Développement

À l'est du pays, Elia a déjà démarré les travaux pour la construction d'un poste complet 380kV sur le site Van Eyck (Kinrooi), la création d'un second circuit 380kV entre ce nouveau poste et le poste Gramme (Huy), ainsi que l'installation d'un transformateur 380/150kV sur le nouveau site André Dumont (Genk). Ces travaux seront finalisés en 2015.

Le tirage du second terne 380kV sur la liaison existante entre les postes Lixhe (Visé) et Herderen (Riemst), l'extension du poste Lixhe 380kV à deux jeux de barres et l'installation de deux transformateurs 380/220kV dans ce même poste fiabiliseront l'alimentation de la région liégeoise. L'installation d'un transformateur 380/150kV complémentaire à Lixhe permettra le raccordement de la nouvelle interconnexion avec l'Allemagne en 2020 (le projet ALEGrO).

L'extension du poste Meerhout 380kV à deux jeux de barres et l'installation d'un couplage 380kV dans ce poste sont nécessaires pour rendre l'alimentation de la zone du Limbourg plus robuste.

Le tirage du second terne 380kV entre les postes Van Eyck (Kinrooi), Meerhout et Massenhoven (Zandhoven) ainsi que le renforcement de l'axe Gramme (Huy) – Van Eyck (Kinrooi) par l'emploi de conducteurs à haute performance sont des options d'investissement à plus long terme qui seront évaluées dans le cadre du prochain Plan de Développement, en fonction des raccordements d'unités centralisées projetés dans le Limbourg ainsi que de l'évolution des flux internationaux.

À l'ouest du pays, le renforcement des deux circuits 380kV entre Mercator (Kruibeke) et Horta (Zomergem) par l'emploi de conducteurs à haute performance sera réalisé pour 2019. Ce corridor joue un rôle clé entre le corridor 380kV depuis la côte (le projet STEVIN) et nos frontières nord et sud. Sa capacité doit être augmentée pour rendre possibles les projets de renforcement à ces deux frontières. Sa réalisation autorisera également un projet de production dans la zone de Gand, pour lequel une autorisation individuelle de production a été délivrée.

Pour la réalisation de certains projets de production, la méthode la plus économique pour réaliser le raccordement consiste à construire un nouveau poste à haute tension intégré dans le réseau d'Elia, érigé à proximité de centrales planifiées auxquelles il est principalement dédié. C'est le cas notamment pour les projets de construction de poste sur les sites Baeke-land (Oostakker) ou Dilsen-Stokkem.

Intégrer les sources d'énergie renouvelable offshore

L'objectif européen visant une part de 20 % d'énergie renouvelable à l'horizon 2020 s'est traduit par un objectif contraignant pour la Belgique de 13 % de sources d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie, conduisant à 20,9 % de source d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'électricité².

L'atteinte de cet objectif s'appuiera de façon significative sur le développement des énergies renouvelables offshore, qui devraient participer à environ un tiers de l'objectif.

RACCORDER LES ÉOLIENNES OFFSHORE

Le Ministre de l'Énergie du Gouvernement fédéral a octroyé à ce jour huit concessions domaniales pour la construction et l'exploitation de parcs éoliens en mer du Nord. L'ensemble de ces concessions représentent aujourd'hui 2,3GW.

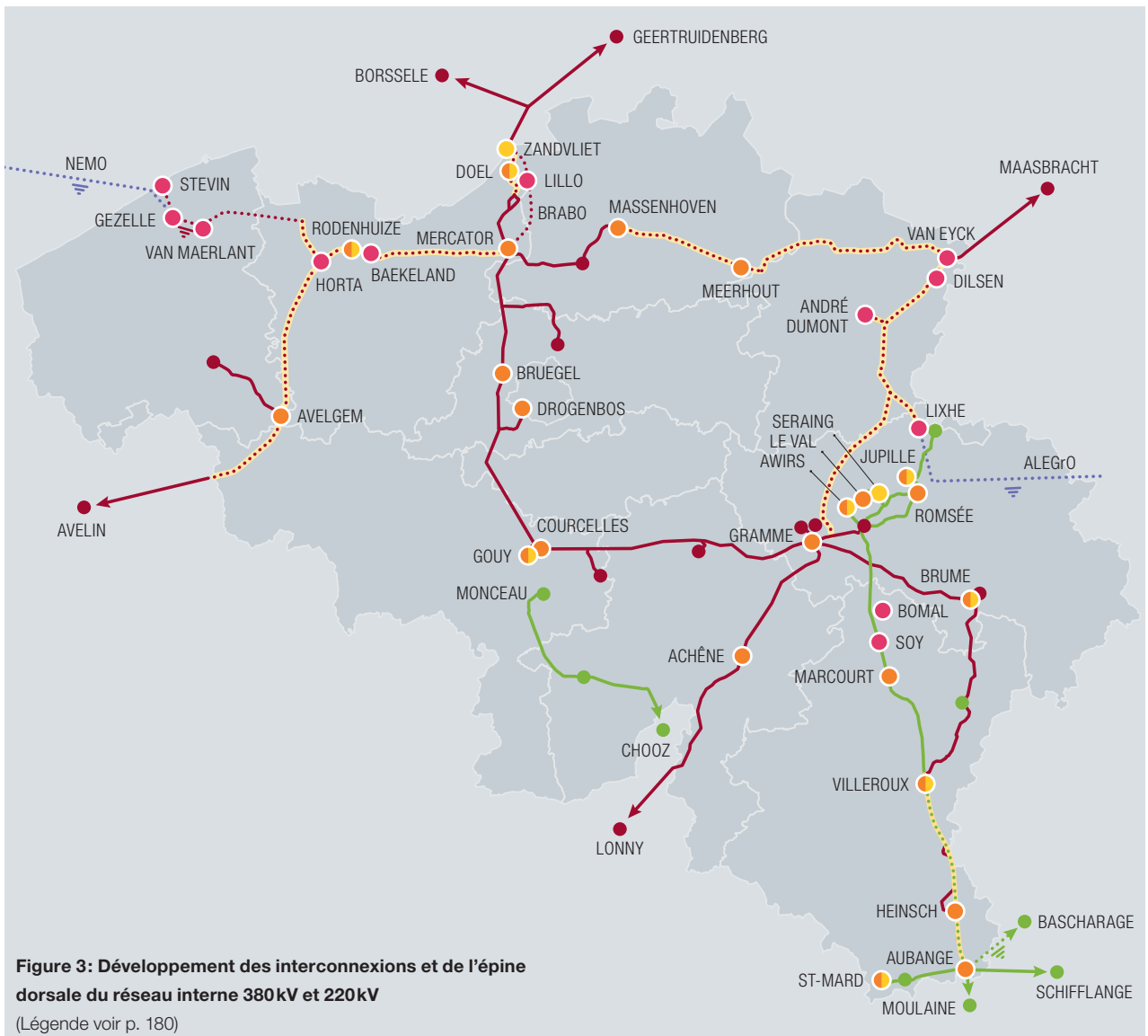
Dans l'attente de la réalisation du projet STEVIN, Elia s'est engagée à raccorder les trois premières concessions par le biais du renforcement du réseau 150kV de la région Zeebrugge - Oostende. Ces raccordements sont rendus possibles par les investissements suivants :

- la pose d'un nouveau câble 150kV entre les postes Brugge et Blauwe Toren ;
- le remplacement de la ligne à deux ternes entre les postes Blauwe Toren et Zeebrugge par deux câbles 150kV possédant une plus grande capacité de transport ;
- l'installation d'un nouveau câble 150kV entre Koksijde et Slijkens (Oostende).

Les parcs existants C-Power, Belwind I et Northwind bénéficient déjà d'un raccordement direct au réseau existant du littoral et représentent une capacité de production de 712MW. Nobelwind (Belwind II) sera raccordé au plus tôt en 2016 à Zeebrugge, moyennant l'utilisation commune du câble de Northwind, portant à quelque 900MW la capacité éolienne installée en mer.

Le raccordement des parcs suivants ne pourra toutefois pas avoir lieu avant la réalisation du projet STEVIN, le réseau 150kV dans la zone étant complètement saturé après les connexions de C-Power, Belwind I, Nobelwind (Belwind II) et Northwind.

² « Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables – Belgique », conformément à la Directive 2009/28/C, novembre 2010.



Norther réalisera son propre câble 220kV vers la côte pour faciliter son raccordement.

Le développement d'une prise en mer facilite l'intégration efficace des quatre parcs éoliens restants (Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester 2) au poste Stevin. Cette prise en mer est aussi nécessaire pour le déploiement de l'énergie offshore (vent, vagues) à plus long terme (au-delà de 2,3GW offshore).

La faisabilité technique d'une telle approche a été confirmée par une étude interne. Étant donné les puissances produites et les distances à parcourir, le niveau de tension 220kV est le plus efficace pour transporter l'énergie produite via des câbles sous-marins à courant alternatif vers la côte.

L'objectif est de développer cette infrastructure offshore de manière modulaire (Modular Offshore Grid), en collaboration avec les promoteurs éoliens concernés, permettant une approche par étapes en fonction du planning de réalisation des parcs éoliens.

Par l'Arrêté Royal du 5 juillet 2015, le raccordement direct du parc éolien de Rentel sur le poste Stevin 220kV a été autorisé, considérant qu'un tel raccordement n'est pas de nature à empêcher la participation du parc à un réseau en mer développé de façon modulaire.

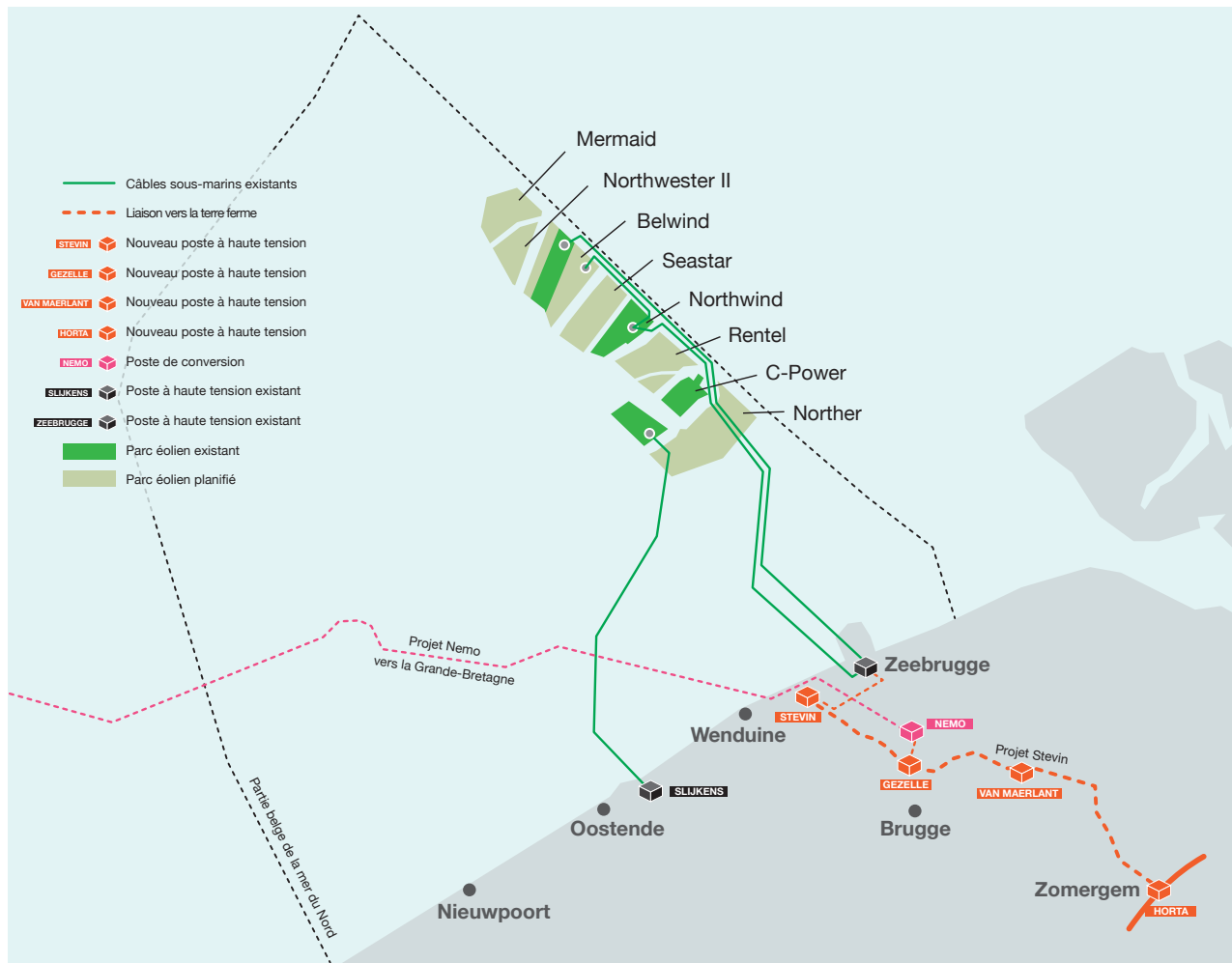


Figure 4: Aperçu des concessions domaniales attribuées pour la construction et l'exploitation de parcs éoliens en mer du Nord et du réseau de transport 380kV dans la région côtière

Ce concept de réseau en mer est actuellement le sujet d'études et de discussions avec les parties concernées, notamment les parcs éoliens de Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester 2. Il a été convenu entre les parties que le raccordement de Rentel sera la première phase pour réaliser ce concept modulaire. Dans un second temps, ce raccordement pourra s'intégrer dans une structure centralisant l'énergie produite en mer par ces 4 parcs (Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester 2), avant de la transporter vers la côte (au poste Stevin) via plusieurs câbles 220kV supplémentaires.

Ce développement modulaire pourra continuer dans le cadre d'une intégration potentielle future dans un réseau interconnecté en mer. Elia participe d'ailleurs aux études réalisées dans le cadre de la «North Seas Countries Offshore Grid Initiative», où des concepts d'interconnexions supplémentaires et de ramifications à grande échelle des parcs éoliens en mer du Nord ont été analysés.

INTÉGRER LA PRODUCTION DES ÉOLIENNES OFFSHORE

Le projet STEVIN permettra de transporter l'énergie éolienne des parcs éoliens situés en mer (pour un total de 2,3GW) vers l'intérieur du pays.

La mise en œuvre du projet STEVIN constitue une condition essentielle tant pour l'intégration de la production éolienne en mer au réseau terrestre que pour la réalisation de l'interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni (le projet NEMO).

Par ailleurs, le projet permet le raccordement d'unités de production décentralisée (énergie éolienne, photovoltaïque et autres sources d'énergie renouvelable et de cogénération) dans la région côtière. Enfin, il entraînera, par l'extension du réseau 380kV, une amélioration considérable de l'approvisionnement électrique de la Flandre-Occidentale, permettant ainsi le développement économique du pôle de croissance que constitue la périphérie du port de Zeebrugge.

Le projet STEVIN prévoit la construction d'une double liaison 380kV entre Zomergem et Zeebrugge, récupérant au maximum les tracés des lignes existantes, ainsi que la construction des nouveaux postes à haute tension à Zeebrugge (le poste Stevin), à 'De Spie' (le poste Gezelle) et à Vivenkapelle (le poste Van Maerlant).

Le tronçon entre Gezelle et Van Maerlant sera souterrain (10 km). La ligne aérienne 150kV existante entre les postes Brugge Waggelwater et Eeklo Noord sera démontée et remplacée par des câbles 150kV souterrains. Les études sont en cours pour déterminer le tracé optimal pour cette mise en souterrain. La ligne existante entre les postes Brugge Waggelwater et Eeklo Pokmoer sera démontée après la réalisation de la nouvelle liaison 380kV.

Le lancement du projet, initialement prévu en 2014, a été retardé en raison de recours introduits auprès du Conseil d'État. Elia a conclu des accords avec les différents particuliers et administrations locales qui avaient introduit un recours contre le GRUP (plan d'aménagement régional) du projet STEVIN. Le Conseil d'État a été informé des compromis signés et a constaté la renonciation à l'action des différentes parties.

Les permis d'urbanisme et d'environnement ayant été délivrés, les travaux ont pu commencer au début de 2015. Tenant compte d'une période de travaux d'environ 3 ans, Elia prévoit une mise en service de cette nouvelle liaison 380kV pour fin 2017.

Stockage centralisé d'énergie et développement du réseau

En mer du Nord, le cadre législatif belge prévoit deux zones dans lesquelles une concession domaniale pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique (atoll énergétique) peut être octroyée.

La production d'un atoll énergétique en mode turbinage se combinera occasionnellement à la production éolienne à pleine puissance et à des importations depuis le Royaume-Uni par l'interconnexion NEMO. Ces situations défavorables pourraient nécessiter la mise en œuvre de mesures spécifiques de gestion des congestions sur le corridor STEVIN entre Zeebrugge et Zomergem.

Sur terre, la création d'unités additionnelles pour le pompage-turbinage à Coe est évoquée. Des études préliminaires mettent en lumière qu'un raccordement d'une telle installation nécessiterait des mesures spécifiques de gestion des congestions sur l'axe Gramme-Brume-Aubange 380kV. Ces congestions pourraient être levées par le renforcement de l'axe Gramme-Brume-Aubange 380kV par l'emploi de conducteurs à haute performance.

Raccorder la production décentralisée onshore

Le réseau existant propose une grande capacité d'accueil pour raccorder la production décentralisée pour autant que celle-ci soit géographiquement répartie. Cette possibilité a permis de déjà raccorder la majeure partie de la production décentralisée existante.

Le réseau peut toutefois arriver localement à saturation en présence d'une concentration importante d'unités de production décentralisée. Dans ce cas de figure, l'appel à la flexibilité de la production peut être une réponse efficace pour octroyer un accès rapide aux unités concernées.

Cette approche ne met pas en péril l'objectif défini en quantité d'énergie produite au départ de sources d'énergie renouvelable. Le producteur peut écouler sa production en utilisant la capacité existante du réseau tant que celle-ci n'est pas utilisée. En pratique, cette capacité est très souvent disponible sauf en cas d'incident, ce qui est rare, et pendant les périodes programmées d'entretien périodique des installations, soit quelques périodes de huit heures ouvrables par an.

Ceci n'empêche pas que, dans d'autres cas, l'accroissement de production décentralisée justifiera un renforcement spécifique du réseau. Afin de limiter la multiplication de tels renforcements coûteux sans mettre en péril l'objectif d'intégration des sources d'énergie renouvelable, une vision coordonnée des zones de développement prioritaire pour les sources d'énergie renouvelable et le réseau de transport associé est souhaitable.

Cette approche a été retenue par exemple à l'est de la province de Liège (axe Bévercé-Bütgenbach-Amel), où les lignes 70kV seront portées au gabarit 110kV pour développer le potentiel de raccordement de parcs éoliens à long terme dans la zone. Dans le nord du pays, des « hubs 150/36kV » sont développés à Eeklo Noord et Hoogstraten pour absorber l'énergie produite par une concentration de productions décentralisées.

Répondre aux évolutions de la consommation locale

Les politiques énergétiques en vigueur comme le paquet « énergie-climat » visent une amélioration de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie.

Le développement de la gestion active de la demande d'électricité participera à la maîtrise de la consommation finale d'électricité. Elle permet aux consommateurs de modifier leur profil de consommation en fonction de signaux de différents acteurs du marché de l'électricité (gestionnaire de réseau, producteurs, etc.). En outre, le déploiement de réseaux locaux (par exemple les « microgrids ») permettrait une gestion locale de la production décentralisée et de la demande finale d'électricité, parfois sur base de moyens de stockage décentralisé.

Cette gestion dynamique de la demande et de la production rend aussi possible l'effacement ou le report de la consommation lorsque cette dernière est élevée. Elle est donc utile pour la sécurité d'approvisionnement lorsque les moyens de production sont limités.

Toutefois, une amélioration de l'efficacité énergétique globale pourra aussi se traduire par une augmentation de la consommation finale d'électricité, en fonction des mécanismes de substitution entre formes d'énergie (par exemple via le déploiement de voitures électriques ou de pompes à chaleur). De plus, même si la consommation finale d'électricité du pays s'avérait être orientée à la baisse, cette tendance n'empêchera nullement des disparités géographiques d'évolution dans les différentes zones du pays.

Étant donné l'incertitude entourant ces évolutions antagonistes possibles, le Plan de Développement présente une liste d'investissements nécessaires pour faire face aux évolutions prévues en termes de consommation. Toutefois, leur planning de réalisation sera régulièrement réévalué et ajusté en fonction de l'évolution effective de la consommation. À titre d'exemple, nous pouvons citer :

- l'ouverture du premier poste 150kV à l'intérieur du Pentagone bruxellois pour faire face à l'évolution de la consommation dans le centre de la ville ;
- la pose d'une double liaison souterraine 150kV entre Ypres et Bas-Warneton (Comines-Warneton) permettant les augmentations de la consommation annoncées par des P.M.E. de la zone ;
- la création d'un poste 150kV à Ans afin d'exploiter le réseau de la région liégeoise en deux poches séparées et ainsi supporter l'augmentation de consommation dans le nord de la ville ;
- les renforcements nécessaires au raccordement de différents « data centers » à haute consommation situés dans des zones où le réseau de transport est historiquement moins développé.

Mettre en œuvre un programme de remplacement des équipements du réseau

L'infrastructure belge de transport d'électricité présente des indicateurs de fiabilité parmi les meilleurs d'Europe. Cette performance est le résultat d'une gestion optimisée des infrastructures de réseau.

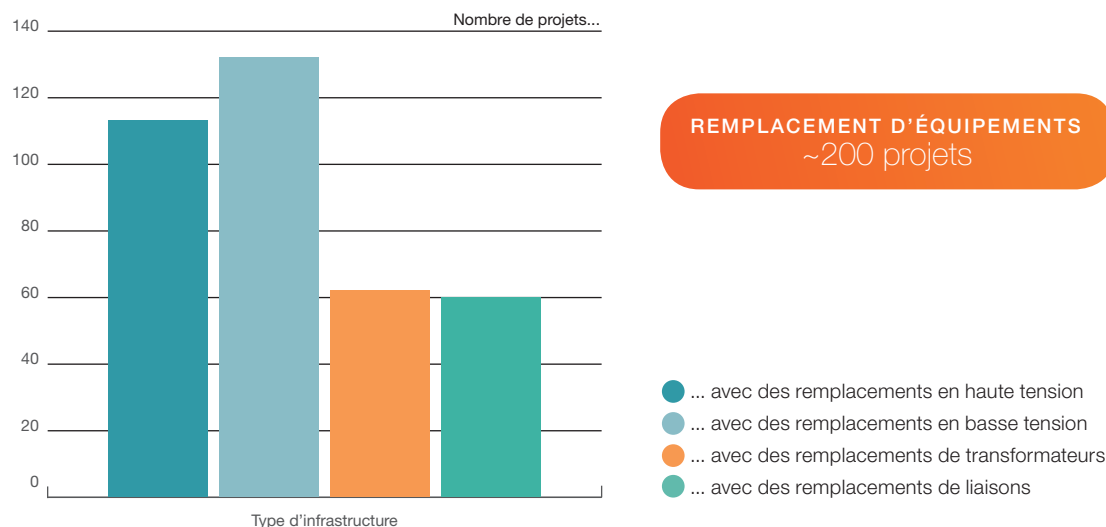


Figure 5: Nombre indicatif de projets impliquant des remplacements, selon le type d'infrastructure

L'état opérationnel du réseau est constamment surveillé via une collecte systématique d'informations. Sur base du savoir-faire accumulé et de modèles de prédiction de la performance, les programmes de maintenance et les remplacements d'équipements à fiabilité réduite sont identifiés et mis en œuvre. Cette gestion optimisée ne peut cependant éviter des besoins de remplacements importants et accrus suite au vieillissement du réseau.

Souvent, des synergies peuvent être recherchées entre investissements d'extension du réseau et investissements de remplacement. Par exemple, les investissements de remplacement peuvent être avantageusement mis en œuvre dans les installations dans lesquelles un renforcement de réseau doit être réalisé. D'un autre côté, seuls les équipements dont la fonctionnalité doit être maintenue pour rencontrer les besoins changeant des utilisateurs du réseau seront remplacés.

La reconstruction à l'identique d'infrastructures n'est donc pas systématique. La meilleure solution en termes techniques et économiques est toujours privilégiée, impliquant selon les cas de mettre en œuvre une solution différente de la solution d'origine, voire de restructurer complètement un large périmètre du réseau.

Là où des synergies sont moins directes, des projets isolés de remplacement à l'identique sont programmés.

Programme de projets à l'horizon 2025

À L'HORIZON 2025, LE RÉSEAU ÉVOLUERA ENCORE FORTEMENT, COMME VECTEUR ESSENTIEL DES CHOIX DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Hormis les projets mentionnés ci-dessus, plusieurs projets se présentent avantageusement dans l'horizon de ce Plan de Développement selon les différents scénarios envisagés du mix énergétique belge. Toutefois, la mise en œuvre de ces investissements complémentaires s'avérera nécessaire au fur et à mesure que les pouvoirs publics, tant dans le pays que dans les pays limitrophes, engageront une transition énergétique plus marquée à l'horizon 2030. Cette évolution sera donc plus marquée dans les scénarios « V3 - Green transition » et « V4 - Green revolution », où une pénétration des sources d'énergie renouvelable s'élevant, respectivement, à 50 % et 60 % au niveau européen, a été supposée.

Dans un contexte de continuation de la transition énergétique, la capacité de production dans les eaux territoriales belges (éolien, stockage, vagues) pourrait dépasser la capacité aujourd'hui escomptée (2,3 GW). L'« étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité en Belgique à l'horizon 2030 » prévoit une capacité éolien offshore s'élevant à 2800 MW. Des ambitions jusque 3000 voire 4000 MW ont aussi été évoquées dans le cadre des travaux de la « North

Seas Countries Offshore Grid Initiative ». Cette dernière valeur a été reprise dans les scénarios « V3 - Green transition » et « V4 - Green revolution » du Plan de Développement.

Dans la mesure où les pouvoirs publics s'engageraient vers de telles capacités en mer du Nord (éolien offshore, vagues ou stockage d'énergie en mer), l'accès de la production venant au-delà de 2,3 GW nécessiterait des mesures de gestion des congestions sur le réseau entre le littoral et l'intérieur du pays. La levée de ces congestions impliquerait la construction d'un deuxième corridor entre les zones offshore et l'intérieur du pays.

Pour une capacité offshore de 3,3 GW, des études préliminaires montrent que ce corridor pourrait prendre la forme d'une liaison à courant continu entre la zone des concessions domaniales offshore et le site de Doel. Les défis techniques relatifs à la pose d'une telle liaison dans l'estuaire de l'Escaut nécessitent des études approfondies. D'autres solutions (par exemple, une liaison à courant continu additionnelle vers la zone Bruxelles ou un corridor à courant alternatif depuis le littoral vers Izegem) devront être mises en œuvre pour intégrer une capacité de 4 GW.

Une plus forte intégration du renouvelable présente aussi des opportunités, voire des besoins assez prononcés en termes de développement des interconnexions. Les études effectuées par ENTSO-E prévoient une forte augmentation des flux nord-sud et des flux est-ouest à travers le pays suite à la transition énergétique. Aux niveaux d'intégration supposés dans les scénarios « V3 - Green transition » et « V4 - Green revolution », **des projets d'interconnexions supplémentaires avec l'Angleterre, l'Allemagne ou la France se dégagent. Une interconnexion supplémentaire avec l'Angleterre pourrait avantageusement se combiner avec une nouvelle liaison entre la zone des concessions offshore et le poste 380 kV de Doel.**

Ces différentes pistes préliminaires d'investissement sont présentées dans le Plan de Développement à titre indicatif. Elles permettent d'identifier quelles seraient les conséquences, pour le réseau de transport d'électricité, du développement de capacités de production renouvelable additionnelles, tant en mer du Nord que sur terre, en Belgique et dans les pays limitrophes. Elles font actuellement l'objet d'études avec les gestionnaires du réseau des pays voisins, dont les résultats seront repris dans les prochaines versions du Plan de Développement fédéral.

Facteurs clé de succès

Le Plan de Développement met en évidence le programme d'investissements qu'Elia estime nécessaire pour répondre pleinement aux attentes actuelles des politiques énergétiques et climatiques. Le succès de la mise en œuvre de ce programme est étroitement lié aux facteurs suivants.

UNE VISION PARTAGÉE SUR LE LONG TERME

En 2014 déjà, un appel conjoint aux politiques pour un pacte énergétique a été lancé. Des représentants des consommateurs, d'organisations environnementales, du secteur de l'énergie et du monde académique ainsi que des industriels et des experts se sont mobilisés autour d'une initiative commune visant à élaborer un pacte énergétique pour la Belgique.

L'objectif visé est la définition d'une vision établie sur le long terme sur laquelle la transition énergétique déjà en cours pourra s'appuyer pour se mettre en place. Ce pacte doit prendre en compte l'indispensable consensus à créer entre les besoins collectifs et la position de l'individu.

La synchronisation des politiques énergétiques régionales et fédérales est aussi essentielle à un développement efficace du réseau, tel que présenté dans les plans de développement fédéraux ou d'investissements régionaux.

Enfin, une prise de responsabilité par les autorités locales, régionales et fédérales dans la communication proactive concernant la transition énergétique est indispensable. Celle-ci implique la défense des intérêts des investissements nécessaires sur lesquels il existe un consensus ainsi que le soutien des mesures d'acceptation du public mises en œuvre par Elia.

UNE STRATÉGIE POUR RÉPONDRE AU DÉFI DE L'ADÉQUATION STRUCTURELLE ENTRE OFFRE ET DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Tenant compte du calendrier légal de fin de l'énergie nucléaire en Belgique ainsi que du caractère variable des sources d'énergie renouvelable, il est primordial de disposer d'un parc de production fiable et suffisamment large pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

Ce Plan est robuste vis-à-vis des différentes solutions qui émergeront d'une telle stratégie. En effet, grâce aux renforcements de l'épine dorsale 380kV combinés au développement des interconnexions, le Plan permet tant l'accueil de nouvelles unités centralisées en Belgique, raccordées à l'épine dorsale, que l'intégration des unités étrangères moyennant la création d'un cadre spécifique. La création d'un cadre transfrontalier engageant en matière d'adéquation ne relève pas de la compétence du gestionnaire de réseau.

Actuellement, le gestionnaire de réseau participe au monitoring de l'adéquation au niveau de CWE, dans la mesure où les informations de la part des acteurs du marché et des gestionnaires de réseau sont disponibles. Ces informations sont utilisées, entre autres, pour la prévision des flux d'importation lors des pointes de consommation d'hiver dans le calcul des réserves stratégiques. Elles doivent faire l'objet d'une actualisation annuelle, car les taux de réserve de production dans les pays limitrophes peuvent évoluer fortement d'une année à l'autre.

PROCÉDURES POUR L'OBTENTION DES PERMIS ET AUTORISATIONS NÉCESSAIRES AU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

Une simplification des procédures administratives d'autorisation est nécessaire pour soutenir l'acceptation publique des grands projets d'infrastructure et rencontrer les délais de réalisation ambitieux envisagés par les utilisateurs du réseau, tant pour les installations d'utilisateurs industriels que pour les moyens de production centralisée et décentralisée :

- la mise en place d'un véritable guichet unique (en matière de permis) avec intégration complète des procédures d'autorisation existantes en matière d'urbanisme, d'environnement et d'énergie, au niveau fédéral et régional, pour l'infrastructure de transport d'électricité ;
- la prévention de la multiplication des études environnementales et des enquêtes publiques ayant un même objet ou un objet similaire, au niveau régional et fédéral, de façon à éviter toute confusion auprès du citoyen et de longs délais de procédure.

CADRE RÉGULATOIRE ET TARIFAIRE

Elia met tout en œuvre pour assurer les tarifs les plus justes. Dans certains cas, les projets proposés dans ce Plan de Développement entraîneront une augmentation des tarifs payés par la communauté. Cette hausse des tarifs sera compensée par les bénéfices que ces projets apportent aux utilisateurs du réseau (en termes d'accès aux énergies les plus économiques, de fiabilité, de sécurité d'approvisionnement et d'intégration des sources d'énergie renouvelable).

Un cadre réglementaire solide et stable permettra d'envisager les questions de développement du réseau en toute clarté. Il doit offrir au gestionnaire de réseau un retour sur investissement lui permettant de trouver les capitaux nécessaires (fonds propres et fonds empruntés) pour réaliser les investissements d'intérêt général dépassant sa capacité d'autofinancement.

Projet	Description	Planning	Plan 2010-2020	P/I/C*	Commentaire
Projets proposés à l'horizon 2020					
STEVIN	Nouvelle ligne aérienne à deux ternes 380kV entre Zeebrugge et Zomergem, dont un tronçon sera réalisé en câbles souterrains, y compris le poste Stevin à Zeebrugge	2017	✓	P	
BRABO I	Deuxième transformateur-déphaseur 380kV à Zandvliet Second terne 380kV entre Doel et Zandvliet Transformateur 380/150kV à Doel	2016	✓	P	Le transformateur-déphaseur sera mis en service en 2015 en série avec le transformateur-déphaseur existant de manière à optimiser les flux à la frontière nord durant l'hiver
BRABO II	Nouvelle ligne aérienne à deux ternes 380kV Zandvliet-Lillo-Liefkenshoek	2020	✓	P	
BRABO III	Nouvelle ligne aérienne à deux ternes 380kV Liefkenshoek-Mercator	2023	✓	P	Ou plus rapidement en cas de prolongation des quatre réacteurs nucléaires de Doel
NEMO	Lien HVDC 1 GW entre Gezelle (BE) et Richborough (UK)	2019	✓	P	
ALEGrO	Lien HVDC 1 GW entre Lixhe (BE) et Oberzier (DE)	2020	✓	P	
Meerhout	Extension du poste Meerhout 380kV à deux jeux de barres et installation d'un couplage	2017	✓	P	
Lixhe (Visé)- Herderen (Riemst)	Circuit 380kV à haute performance entre Lixhe et Herderen Nouveau poste 380kV à Lixhe (y compris deux transformateurs 380/220kV)	2017	✓	P	Lié à la sécurité d'approvisionnement de la région liégeoise et au projet ALEGrO
	Transformateur 380/150kV à Lixhe (y compris installation d'un couplage 150kV)	2019	✓	P	Lié au projet ALEGrO
Gramme (Huy)- Van Eyck (Kinrooi): Phase I	Deuxième terne Zutendaal-Van Eyck (conducteurs à haute performance) Poste 380kV à Van Eyck Transformateur 380/150kV sur le nouveau site André Dumont	2015	✓	P	Réalisation en cours
Mercator-Horta	Conducteurs à haute performance entre les postes Mercator (Kruibeke) et Horta (Zomergem)	2019	✓	P	Projet à accélérer dans le cas du raccordement d'une unité de production sur le poste Baekeland 380kV
Renforcement de la Frontière sud	Conducteurs à haute performance entre Avelin/Mastaing (FR) et Avelgem (BE), puis jusque Horta (Zomergem)	2022		P	Début des travaux avant 2020
Interconnexion avec le Luxembourg	Phase I: transformateur-déphaseur 220kV à Schifflange (LU)	2015	✓	P	Réalisation par CREOS
Indépendance du parc de production & capacité d'importation	Renforcement de la transformation 380/150kV à Rodenhuize: · nouveau transformateur 380/150kV sur le site Baekeland · 2 câbles 150kV entre les sites Baekeland et Rodenhuize	2018	✓	P	
	Renforcement de la transformation 380/150kV à Gouy: · nouveau transformateur 380/150kV sur le site Courcelles · 2 câbles 150kV entre les sites Courcelles et Gouy	2018	✓	P	
	Installation de 4 réactances shunt (Brugge, Bruegel, Avernas et Aubange)	2015-2016	✓	P	
	Installation de 2 batteries de condensateurs 150kV (Chièvres et La Croyère)	2016		P	
	Besoins complémentaires en réglage de la tension après l'augmentation de la capacité d'importation liée à la réalisation des interconnexions HVDC	2019		P	En cours d'évaluation

* P - planifié, I - indicatif, C - conditionnel

Projet	Description	Planning	Plan 2010-2020	P/I/C*	Commentaire
Projets proposés à plus longue terme (2020-2025)					
Massenhoven - Gramme-Van Eyck : phase II	Massenhoven-Meerhout-Van Eyck : Deuxième circuit 380 kV sur des pylônes existants, avec l'installation d'un couplage à Massenhoven 380 kV	2020-2025		C	En fonction de l'évolution des flux de bouclage et du rac- cordement effectif d'unités de production dans la province de Limbourg
	Gramme-Van Eyck : Renforcement avec des conducteurs à haute performance	2020-2025	✓	C	
Interconnexion avec le Luxembourg	Phase II : deux câbles 220 kV entre Aubange et Bascharage (LU)	2022	✓	I	Les premiers résultats de l'évaluation de ce renforcement seront intégrés dans le TYNDP 2016
Frontière nord	Renforcements complémentaires s'appuyant sur l'installation de PSTs et/ou de conducteurs à haute performance			I	La solution et son planning de mise en œuvre sont en cours d'étude avec TenneT
Frontière sud	Phase II: renforcement de l'axe Aubange-Mouline. Les options ouvertes à ce jour consistent en la création d'une liaison 380 kV (sur les pylônes existants en Belgique) ou en l'installation de PSTs 220 kV.			I	La solution et son planning de mise en œuvre sont en cours d'étude avec RTE
Deuxième inter- connexion entre la Belgique et le Royaume-Uni	Nouvelle interconnexion Royaume Uni - Belgique (1GW)	2025		I	
Deuxième inter- connexion entre la Belgique et l'Allemagne	Nouvelle interconnexion Allemagne - Belgique (1GW)	2025		I	Scénarios d'une transition énergétique plus marquée (« Green transition » & « Green revolution »)
Renforcement de la Frontière sud	Phase III : renforcement complémentaire consis- tant en une nouvelle interconnexion HVDC (1GW) entre Cappelle (FR) et Courcelles (BE) ou entre Zeebrugge et Warande (FR) voire l'installation de conducteurs à haute performance entre Lonny et Gramme	2025		I	
Deuxième corridor offshore-onshore	Les études préliminaires s'orientent vers une solu- tion consistant en un axe à courant continu entre Stevin/zone offshore et le centre du pays (ex. Doel)	2025		I	Scénarios d'une transition énergétique plus marquée (« Green transition » & « Green revolution ») Ce renforcement sera aussi nécessaire plus tôt pour le rac- cordement non flexible de ca- pacité de production offshore au-delà de 2,3 GW comme pour le raccordement d'un atoll énergétique en mer

*P - planifié, I - indicatif, C - conditionnel



Version définitive

Établie en collaboration avec la Direction générale de l'Énergie du Service Public Fédéral « Économie, PME, Classes moyennes et Énergie » et le Bureau fédéral du Plan.

Plan de Développement fédéral
du réseau de transport
2015-2025

Table des matières

1 Cadre légal	27
1.1. Elia	28
1.2. Le rôle du gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique dans le marché libéralisé de l'électricité	28
1.3. L'établissement d'un Plan de Développement du réseau de transport d'électricité	29
1.3.1. Contexte légal relatif au Plan de Développement	29
1.3.2. Lien avec les plans régionaux	30
1.3.3. Procédure d'élaboration	30
2 Axes de développement du réseau	33
2.1. Contexte et orientations énergétiques	34
2.1.1. Au niveau européen	34
2.1.2. Au niveau belge	35
2.2. Axes de développement du réseau de transport	36
2.2.1. Le développement des interconnexions	37
2.2.2. L'accueil de la production décentralisée et/ou utilisant des sources d'énergie renouvelable	37
2.2.3. L'accueil d'unités de production centralisée	38
2.2.4. L'évolution de la consommation	38
2.2.5. Renouvellement d'équipements obsolètes	38
3 Méthodologie du développement du réseau	43
3.1. Différents futurs possibles	44
3.2. Établir les besoins	45
3.2.1. Des études de marché pour établir les équilibres économiques	45
3.2.2. Des études d'adéquation pour évaluer la sécurité d'approvisionnement	46
3.2.3. Des études d'écoulement de charge	46
3.2.4. Des modèles de prédiction de la performance des équipements	47
3.3. Définir des solutions	49
3.3.1. Fiabilité	50
3.3.2. Efficacité économique	51
3.3.3. Durabilité et acceptabilité	51
3.3.4. Sécurité	53
3.4. Programmation dynamique des investissements	53
4 Scénarios pour le développement du réseau de transport	55
4.1. Contexte	56
4.2. Deux horizons temporels, cinq scénarios	58
4.3. Tendances marquantes des paramètres d'entrée	60
4.3.1. Incertitude quant à la demande d'électricité	60
4.3.2. Avènement des sources d'énergie renouvelable	62
4.3.3. Besoin de nouvelles unités de production	64
4.3.4. Incertitude des prix	68
4.3.5. Aperçu des paramètres d'entrée	69
4.4. Tendances marquantes des simulations de marché	71
4.5. Défis pour le futur	73
5 Développement des interconnexions et de l'épine dorsale du réseau interne	77
5.1. Rôle clé dans la transition du mix énergétique	78
5.2. Développement des interconnexions	79
5.2.1. Une approche ambitieuse, mais néanmoins justifiée sur le plan stratégique	79
5.2.2. Aperçu des projets	81
5.2.3. Frontière nord	81
5.2.4. Frontière sud	84

5.2.5. Interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni: NEMO	84
5.2.6. Interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne: ALEGrO	85
5.2.7. Interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg	86
5.3. Le développement de l'épine dorsale du réseau interne	87
5.3.1. Réservations de capacité	87
5.3.2. Aperçu des projets	88
5.3.3. Gramme (Huy) – Van Eyck (Kinrooi)	89
5.3.4. Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)	90
5.3.5. Meerhout	90
5.3.6. Massenhoven – Van Eyck – Gramme: upgrade potentiel	90
5.3.7. Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)	90
5.3.8. Raccordement potentiel d'une unité de production à Courcelles	91
5.3.9. Évolution de la capacité d'importation ex ante simultanée	91
5.3.10. Indépendance du parc de production	93
5.3.11. BOM: Black-Out Mitigation	94
5.4. Raccordement et intégration jusqu'à 2,3GW d'éolien offshore	94
5.4.1. Objectifs climatiques et potentiel économique	94
5.4.2. Raccordement de l'éolien offshore	94
5.4.3. Intégration de l'éolien offshore: projet STEVIN	97
5.5. Stockage d'énergie et développement du réseau	99
5.5.1. Stockage onshore d'énergie	99
5.5.2. Stockage offshore d'énergie	100
5.6. Potentiel à long terme de la transition énergétique	100
5.6.1. Concepts à long terme – e-Highway 2050	100
5.6.2. Poursuite du développement de l'énergie offshore: un deuxième corridor offshore-onshore	102
5.6.3. Interconnexions additionnelles	102
5.7. Aperçu des projets	103
6 Développement des réseaux 220-150-110kV	105
6.1. Introduction	106
6.2. Province d'Anvers	107
6.2.1. Campine du nord	107
6.2.2. Restructuration Anvers	107
6.2.3. Énergie renouvelable et production décentralisée	108
6.2.4. Projets de remplacement indépendants	108
6.2.5. Renforcement vers la moyenne tension	108
6.2.6. Aperçu des projets	109
6.3. Province du Brabant wallon	110
6.3.1. Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Waterloo	110
6.3.2. Remplacements ponctuels de matériels en haute tension et basse tension dans différents postes 150 kV	110
6.3.3. Remplacement de la ligne 150 kV entre les postes de Gouy et Drogenbos	110
6.3.4. Remplacements ponctuels de liaisons en haute tension	110
6.3.5. Aperçu des projets	111
6.4. Province de Hainaut	111
6.4.1. Restructuration du réseau 150 kV et 70 kV à La Louvière, Bascoup, La Croyère et Fontaine-l'Évêque et renforcement de la transformation vers la moyenne tension dans la zone	111
6.4.2. Restructuration et renforcement de la transformation vers la moyenne tension autour du poste Obourg	112
6.4.3. Restructuration du réseau 30 kV autour de Dampremy et renforcement de la transformation 150 kV/10 kV du poste Gosselies	112
6.4.4. Remplacement des transformateurs de Farciennes et restructuration de la zone Farciennes, Gilly, Liberchies	112
6.4.5. Rénovation et restructuration de la région de Monceau, Gouy, Marchienne-au-Pont, Charleroi	113

6.4.6. Restructuration du réseau 150 kV et 70 kV de la région Harmignies, Cipluy, Pâturages et capacité d'accueil de productions décentralisées	113
6.4.7. Renforcements ponctuels de la transformation vers la moyenne tension	113
6.4.8. Placement de modules Ampacimon sur les lignes 150 kV entre les postes Baudour et Chièvres	114
6.4.9. Remplacements ponctuels de matériel	114
6.4.10. Remplacement et réparation exceptionnels	114
6.4.11. Pose d'un nouveau câble 150 kV entre les postes Gouy et Ville-sur-Haine et installation d'un transformateur 380/150 kV à Courcelles	114
6.4.12. Transformateur-déphaseur 150/150 kV dans le poste de Chièvres	115
6.4.13. Aperçu des projets	115
6.5. Province de Limbourg	116
6.5.1. Est du Limbourg	116
6.5.2. Limbourg-Campine	116
6.5.3. Énergie renouvelable et production décentralisées	116
6.5.4. Projets de remplacement indépendants	116
6.5.5. Aperçu des projets	117
6.6. Province de Liège	118
6.6.1. Boucle de l'Est et hub de Brume	118
6.6.2. Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Lixhe	118
6.6.3. Restructuration et déploiement du réseau 220 kV et 150 kV autour de Liège et renforcement du réseau 70 kV sous-jacent	119
6.6.4. Évolution de la région d'Eupen et Battice	119
6.6.5. Utilisation de la ligne au gabarit 150 kV entre Gramme et Rimièrre dans le réseau de transport local 70 kV	120
6.6.6. Restructuration de la région de Seraing – Ougrée	120
6.6.7. Remplacement de matériels haute tension et basse tension dans divers postes 150 kV	120
6.6.8. Aperçu des projets	121
6.7. Province de Luxembourg	122
6.7.1. Zone Bomal-Soy	122
6.7.2. Boucle Orgéo	122
6.7.3. Boucle du sud	122
6.7.4. Projets de remplacement indépendants	122
6.7.5. Aperçu des projets	123
6.8. Province de Namur	124
6.8.1. Fils rouges et projets d'importance	124
6.8.2. Projets de remplacement indépendants	124
6.8.3. Aperçu des projets	125
6.9. Province de Flandre-Orientale	126
6.9.1. Projets liés au backbone	126
6.9.2. Eeklo	126
6.9.3. Port de Gand	126
6.9.4. Centre de Gand	126
6.9.5. Sint-Niklaas – Temse – Hamme	127
6.9.6. Alost – Dendermonde	127
6.9.7. Énergie renouvelable et production décentralisées	127
6.9.8. Projets de remplacement	127
6.9.9. Port de Waasland	127
6.9.9. Aperçu des projets	128
6.10. Province du Brabant flamand	129
6.10.1. Eizeringen et Kobbegem	129
6.10.2. Louvain	129
6.10.3. Tirlémont – Saint-Trond	129

6.10.4. Projets de remplacement indépendants	129
6.10.5. Aperçu des projets	129
6.11. Province de Flandre-Occidentale	130
6.11.1. Projets liés au backbone	130
6.11.2. Réactance shunt dans la région côtière	130
6.11.3. Région Brugge-Zedelgem-Slijkens	130
6.11.4. Installation de modules Ampacimon sur les lignes entre Brugge-Langerbrugge-Nieuwe Vaart	130
6.11.5. Lendeledale est	131
6.11.6. Westhoek	131
6.11.7. Projets de remplacement indépendants	131
6.11.8. Schoondale	131
6.11.9. Pittem	131
6.11.10. Aperçu des projets	132
6.12. Région de Bruxelles-Capitale	133
6.12.1. Développements dans le centre de Bruxelles	133
6.12.2. Développements dans la partie ouest de Bruxelles	133
6.12.3. Remplacement de la liaison Dhanis – Ixelles 150kV	134
6.12.4. Rénovation du poste Ixelles 150kV	134
6.12.5. Projets de remplacement indépendants	135
6.12.6. Aperçu des projets	135
7 Annexe 1 : Tableaux récapitulatifs	137
7.1. Tableau récapitulatif des projets pour le développement des liaisons transfrontalières et de l'épine dorsale 380kV du réseau interne	138
7.2. Tableau récapitulatif des projets pour le développement des réseaux 220-150-110kV	144
7.3. Tableau récapitulatif de l'état d'avancement des projets	170
7.4. Légendes des cartes	180

Table des figures

Figure 1 : Enjeux du rôle de gestionnaire de réseau de transport	2
Figure 2 : Visions 2030 du Plan de Développement 2015-2025	5
Tableau 1 : Projets de raccordement d'unités centralisées à l'épine dorsale 380 kV considérés dans ce Plan de Développement	7
Figure 3 : Développement des interconnexions et de l'épine dorsale du réseau interne 380kV et 220kV	9
Figure 4 : Aperçu des concessions domaniales attribuées pour la construction et l'exploitation de parcs éoliens en mer du Nord et du réseau de transport 380kV dans la région côtière	10
Figure 5 : Nombre indicatif de projets impliquant des remplacements, selon le type d'infrastructure	12
Figure 1.1 : Les trois missions d'Elia	28
Figure 2.1 : Trois piliers de la politique énergétique européenne	34
Figure 2.2 : Répartition des années de construction des principaux équipements en haute tension	39
Figure 2.3 : Répartition des équipements de protection en fonction de la technologie et du niveau de tension	39
Figure 2.4 : Répartition des années de construction des équipements de protection	40
Figure 2.5 : Répartition des années de construction des liaisons	41
Figure 3.1 : Processus d'identification des projets du Plan de Développement	44
Figure 3.2 : Exemple d'alignement économique du parc de production durant une semaine, résultant d'un modèle d'équilibre économique (exemple théorique)	45
Figure 3.3 : Illustration d'un résultat de modèle d'écoulement de charge pour une situation simulée	47
Figure 3.4 : Modèle d'estimation de la performance d'un équipement – la courbe baignoire	48
Figure 3.5 : Réseau de télécommunications	49

Figure 3.6: Évaluation des solutions possibles	50
Figure 3.7: Gestion dynamique du portefeuille de projets	53
Figure 4.1: Aperçu des quatre scénarios du TYNDP 2014	56
Figure 4.2: Lignes directrices du scénario 2020	58
Figure 4.3: Liens avec les scénarios du TYNDP 2014	58
Figure 4.4: Lignes directrices des scénarios 2030	59
Figure 4.5: Paramètres déterminant les plus grandes différences entre les scénarios	60
Figure 4.6: Évolution de la demande d'électricité	61
Tableau 4.1: Aperçu des paramètres influant sur la demande d'électricité	61
Figure 4.7: Évolution de la demande de pointe	62
Figure 4.8: Capacité installée en SER pour 2020	63
Figure 4.9: Capacité installée en SER dans les différents scénarios pour 2030	63
Figure 4.10: Capacité installée des unités nucléaires	64
Figure 4.11: Méthode déterministe pour l'analyse de la sécurité d'approvisionnement	67
Tableau 4.2: Aperçu du nombre d'unités de production au gaz considérées dans les différents scénarios	67
Tableau 4.3: Aperçu des prix des combustibles et du CO ₂	69
Tableau 4.4: Aperçu des paramètres pour les différents scénarios	69
Figure 4.12: Aperçu de la capacité de production dans le temps	70
Figure 4.13: Développement de la capacité de production installée pour les différents scénarios	70
Figure 4.14: Évolution du mix énergétique	71
Figure 4.15: Évolution de la balance pour la Belgique	72
Figure 4.16: Contribution des SER dans la demande nationale d'électricité	72
Figure 4.17: Besoin de flexibilité en hiver - 2020	73
Figure 4.18: Besoin de flexibilité en été - 2020	73
Figure 5.1: Rôle clé de l'épine dorsale	78
Tableau 5.1: Aperçu des projets d'interconnexion	80
Tableau 5.2: Tableau récapitulatif de l'augmentation annuelle du bien-être européen des projets d'interconnexion	81
Figure 5.2: Illustration du tracé de référence du plan-MER	83
Figure 5.3: Illustration ALEGrO	85
Figure 5.4: Évolution de l'énergie renouvelable en Allemagne (2000 – 2012)	86
Tableau 5.3: Projets de raccordement d'unités de production centralisée sur le réseau 380kV dans le cadre d'une étude détaillée	88
Tableau 5.4: Tableau récapitulatif des projets de l'épine dorsale	88
Figure 5.5: Aperçu des concessions domaniales octroyées pour la construction et l'exploitation de parcs éoliens et le développement du réseau de transport 380kV dans la région côtière	95
Figure 5.6: Illustration de la « prise en mer »	96
Figure 5.7: Illustration du projet STEVIN	98
Figure 5.8: Concepts à long terme pour le développement du réseau dans la région de la mer du Nord	101
Figure 5.9: Développement des interconnexions et de l'épine dorsale du réseau interne belge, y compris les projets de remplacement et les projets de renforcement de la capacité de transformation	103
Figure 6.1: Aperçu des projets de la province d'Anvers	109
Figure 6.2: Aperçu des projets de la province du Brabant wallon	111
Figure 6.3: Aperçu des projets de la province de Hainaut	115
Figure 6.4: Aperçu des projets de la province de Limbourg	117
Figure 6.5: Aperçu des projets de la province de Liège	121
Figure 6.6: Aperçu des projets de la province de Luxembourg	123
Figure 6.7: Aperçu des projets de la province de Namur	125
Figure 6.8: Aperçu des projets de la province de Flandre-Orientale	128
Figure 6.9: Aperçu des projets de la province du Brabant flamand	129
Figure 6.10: Aperçu des projets de la province de Flandre-Occidentale	132
Figure 6.11: Aperçu des projets de la Région de Bruxelles-Capitale	135
Figure 7.1: Succession des différents statuts d'un projet	138



1

Cadre légal

- 1.1 | Elia
- 1.2 | Le rôle du gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique dans le marché libéralisé de l'électricité
- 1.3 | L'établissement d'un Plan de Développement du réseau de transport d'électricité

Plan de Développement fédéral
du réseau de transport
2015-2025

1.1. Elia

Le groupe Elia en Belgique s'articule autour d'Elia System Operator qui forme, avec sa filiale Elia Asset, une entité économique unique opérant sous le nom d'Elia.

Elia System Operator détient les licences de gestionnaire du réseau de transport d'électricité au niveau fédéral pour les niveaux de tension 380/220/150/110kV, de gestionnaire du réseau de transport local en Région wallonne, de gestionnaire du réseau de transport régional dans la Région de Bruxelles-Capitale et de gestionnaire de réseau de transport local en Région

flamande (« plaatselijke vervoernet »), dans les trois cas pour les réseaux de 70kV à 30kV inclus².

Elia est propriétaire de 100 % du réseau d'électricité à très haute tension (380kV à 110kV, hors installations de raccordement) et de la plus grande partie des réseaux à haute tension (de 70kV à 30kV, sur base d'une liste nominative) en Belgique. Elia a en outre acquis le 19 mai 2010 une participation de 60 % dans le gestionnaire de réseau de transport allemand 50Hertz Transmission.

1.2. Le rôle du gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique dans le marché libéralisé de l'électricité

L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence a été initiée par la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La dernière directive 2009/72/CE, votée au niveau européen et concernant le marché intérieur de l'électricité, a été adoptée en juillet 2009 et a été transposée au niveau fédéral par la loi du 8 janvier 2012 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité³ (« Loi Électricité »). La loi du 29 avril 1999 a été modifiée pour la dernière fois en date du 8 mai 2014⁴.

Dans le cadre de cette législation, la production et la vente d'électricité sont organisées selon les principes de libre concurrence. Le transport d'électricité relève par contre d'un monopole naturel. Les réseaux jouent donc un rôle unique: ils assurent un support commun aux différents acteurs du marché, sous la supervision de régulateurs régionaux et d'un régulateur fédéral en fonction de la répartition des compétences en matière d'électricité.

En tant que gestionnaire de réseau, Elia a trois missions principales.

GESTIONNAIRE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Elia gère l'accès au réseau à haute tension de manière objective et transparente pour tous les utilisateurs du réseau et organise le transport d'électricité en Belgique, en ce compris tous les services nécessaires pour permettre ce transport. Elia surveille 24 heures sur 24 le bon fonctionnement du réseau et la gestion des flux d'énergie. Elle règle aussi l'équilibre entre production et consommation dans la zone de réglage belge. Les échanges d'énergie avec les pays voisins sont également importants pour assurer un transport d'électricité stable, fiable et sûr.

La loi du 26 mars 2014 a modifié la Loi Électricité du 29 avril 1999 en introduisant un mécanisme dit de 'réserves stratégiques' afin d'assurer un niveau suffisant de sécurité d'approvisionnement en Belgique pendant les périodes hivernales. Ce mécanisme prévoit un nouveau rôle pour Elia dans la mise en place de ces réserves.



Gestionnaire de l'infrastructure



Gestionnaire du système électrique + réserves stratégiques



Facilitateur de marché

Figure 1.1 : Les trois missions d'Elia

2 État fédéral: licence du 17/09/2002 pour une durée de 20 ans. Vlaams Gewest: licence du 5/09/2002 pour une durée de 12 ans ; Elia a été désignée Gestionnaire du réseau de Transport local par décision de la VREG du 8 février 2012. La désignation vaut pour un terme de 12 ans à dater du 1^{er} janvier 2012. Région wallonne: licence du 17 septembre 2002 pour une durée de 20 ans. Région de Bruxelles-Capitale: licence du 13 juillet 2006, pour une durée de 20 ans prenant fin le 26 novembre 2021.

3 Loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (M.B. du 11/01/2012).

4 Loi du 8 mai 2014 portant des dispositions diverses en matière d'énergie (M.B. du 04/06/2014).

GESTIONNAIRE DE L'INFRASTRUCTURE

Elia assure l'entretien et la maintenance des installations à haute tension (à des niveaux de tension de 30 à 380 kV) : lignes aériennes, câbles souterrains, transformateurs, etc. En fonction des exigences du marché de l'électricité et de la communauté, Elia développe et améliore ce réseau à l'aide de technologies avancées.

FACILITATEUR DE MARCHÉ

Elia souhaite assurer pleinement ce rôle en organisant des services et des mécanismes qui facilitent l'accès des utilisateurs au réseau, contribuent à la liquidité du marché de l'électricité et favorisent la libre concurrence entre les différents acteurs du marché. Plusieurs mécanismes ont été mis en place par Elia à cette fin, au niveau du marché belge et de la gestion des interconnexions internationales⁵.

La politique énergétique future de la Belgique est également fortement influencée par les dispositions européennes en

matière de production d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique^{6,7}. Les directives européennes sont à l'origine des engagements de l'État fédéral et des Régions à atteindre des objectifs contraignants de production d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2020, et de poursuivre dans la même voie pour 2030⁸ et 2050⁹. Les impositions en matière d'efficacité énergétique visent essentiellement à contenir l'augmentation de la demande de production d'énergie primaire. Ces directives ont une influence sur les activités d'Elia, notamment par le besoin d'adaptation du réseau aux nouveaux défis de production d'électricité décentralisée. Ceux-ci sont décrits dans les chapitres 5 et 6 de ce Plan de Développement.

Enfin, la Loi Électricité a accordé à Elia le statut de gestionnaire du réseau de transport d'électricité dans les eaux territoriales belges. Cette habilitation permet donc à Elia de développer le réseau de transport en mer, notamment pour le raccordement des parcs éoliens offshore.

1.3. L'établissement d'un Plan de Développement du réseau de transport d'électricité

Le présent document présente le Plan de Développement du réseau de transport d'électricité que le gestionnaire de réseau doit établir conformément à la Loi Électricité.

1.3.1. Contexte légal relatif au Plan de Développement

Les dispositions générales relatives à l'élaboration du Plan de Développement sont reprises dans la Loi Électricité et 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. L'article 13 §2 de la Loi Électricité précise que le Plan de Développement doit contenir, d'une part, une estimation détaillée des besoins en capacité de transport, avec indication des hypothèses sous-jacentes et, d'autre part, le programme d'investissement que le gestionnaire du réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins.

Le Plan de Développement tient également compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets prioritaires désignés par les institutions de l'Union européenne. À cet égard, il faut souligner que les projets d'intérêt commun sélectionnés en 2014 par la Commission européenne conformément au Règlement européen 347/2013¹⁰ (à savoir les projets Belgian

Offshore Grid, NEMO, ALEGrO, Interconnector Luxembourg) sont intégrés dans le présent Plan de Développement.

L'établissement du Plan de Développement doit tenir compte de la dernière étude prospective sur les moyens de production d'électricité, établie par la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan. Le Plan de Développement doit couvrir une période de 10 ans.

5 Plusieurs mécanismes relatifs à l'allocation des capacités transfrontalières ont été mis en place par Elia en collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport des pays voisins, dont le couplage des marchés entre la France, la Belgique et les Pays-Bas qui a été élargi au marché scandinave et au marché britannique et, depuis mai 2014, de l'Europe du Sud-Ouest.

6 Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

7 Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE.

8 Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions, «Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030», 2014.

9 Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, «Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050», 2011.

10 Règlement 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 no 1364/2006/ce et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009.

En application des dispositions prévues par les articles 9 à 14 de la loi du 13 février 2006¹¹, le projet de Plan de Développement est soumis à la consultation du public. Ses incidences environnementales sont aussi évaluées.

Par ailleurs, le troisième paquet européen stipule que le plan d'investissement établi par le gestionnaire de réseau belge doit être conforme au Plan de Développement non contraignant prévu par l'ensemble des gestionnaires de réseau à l'échelle de la Communauté. La dernière version du «Plan de Développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté» est disponible sur le site de ENTSO-E¹³.

1.3.2. Lien avec les plans régionaux

Elia dispose d'une licence de gestionnaire du réseau de transport d'électricité au niveau fédéral, de gestionnaire de réseau de transport local (réseau 30-70kV) en Région flamande, de gestionnaire du réseau de transport local en Région wallonne et de gestionnaire du réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale.

À ces titres, Elia est amenée également à établir un Plan d'Investissements pour la Région flamande¹⁴, un Plan d'Investissements pour la Région de Bruxelles-Capitale¹⁵ et un Plan d'Adaptation pour la Région wallonne¹⁶.

Pour Elia, l'indivisibilité technique et économique des matières relatives au développement du réseau requiert une définition, une optimisation, une programmation et une mise en œuvre homogènes à l'échelle fédérale et régionale. Les différents plans introduits par Elia à l'échelle fédérale et régionale constituent un ensemble cohérent visant l'optimum pour le réseau dans sa globalité, du 380kV au 30kV.

1.3.3. Procédure d'élaboration

Conformément à 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, un projet de Plan de développement 2015-2025 a été établi en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et la Direction générale de l'Énergie.

Il a été soumis à l'avis du régulateur fédéral (CREG) et du Ministre compétent pour le Milieu marin.

Ensuite, ses incidences environnementales ont été évaluées, en application des dispositions prévues par les articles 9 à 14 de la loi du 13 février 2006.

Au terme de cette évaluation, le gestionnaire du réseau a adapté le projet de Plan de Développement pour intégrer les avis, observations, rapports et consultations publiques issus de la mise en application de la procédure définie par la loi du 13 février 2006.

Sur base d'une déclaration de la Direction générale de l'Énergie, le Plan de Développement 2015-2025 adapté est soumis à l'approbation de la Ministre fédérale qui a l'Énergie dans ses attributions.

Le plan de développement 2015-2025 couvre la période entre le 1^{er} janvier 2015 et le 1^{er} janvier 2025.

11 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 programmes relatifs à l'environnement (M.B. du 10.3.2006).

12 Article 8 §3, point b & Article 8 §11 du règlement (CE) n°714/2009.

13 <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>

14 Plan d'Investissements flamand prévu à l'article 4.1.19 du décret énergie du 8 mai 2009, M.B. 07 juillet 2009 entré en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2011.

15 Plan d'Investissements prévu à l'art. 20 de l'Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 13 juillet 2006, approuvant le règlement technique pour la gestion du réseau de transport régional d'électricité, M.B 28 septembre 2006.

16 Plan d'Adaptation prévu à l'art 27 de l'Arrêté du Gouvernement wallon relatif à la révision du règlement technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci, M.B. du 24 juillet 2007.

APERÇU DE LA PROCÉDURE SUIVIE POUR L'ÉTABLISSEMENT DU PLAN

Conformément aux dispositions légales d'application, les principales étapes suivies pour l'établissement de la version définitive du Plan de Développement 2015-2025 sont reprises ci-dessous sous forme chronologique.

- janvier 2015 : publication de « l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 » (EPE2) par la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie et le Bureau fédéral du Plan ;
- 6 janvier 2015 : demande d'avis à la CREG et au Ministre compétent pour le Milieu marin concernant le projet de Plan de Développement 2015-2025;
- 3 février 2015 : réception de l'avis 1399 de la CREG relatif au projet de Plan de Développement 2015-2025 ;
- 3 février 2015 : réception de l'avis du Ministre compétent pour le Milieu marin concernant le projet de Plan de Développement 2015-2025 ;
- 4 février 2015 : demande d'avis du comité SEA du SPF Santé Publique, Sécurité de la Chaîne Alimentaire et Environnement au sujet du projet de répertoire des incidences environnementales associé au Plan de Développement ;
- 4 mars 2015 : réception de l'avis du Comité d'avis SEA sur le projet de répertoire des incidences environnementales ;
- 11 mai 2015 : envoi par Elia au Comité d'avis SEA du répertoire finalisé adapté sur base de l'avis sur le projet de répertoire ;
- 24 avril 2015 : annonce de la consultation publique relative au projet de Plan de Développement 2015-2025 et son rapport d'évaluation stratégique environnementale associé sur le site du Portail belgium.be ;
- 27 avril 2015 : annonce de la consultation publique au [Moniteur belge](http://Moniteur.belge.be) ;
- 27 avril 2015 : annonce de la consultation publique sur le site du SPF Économie, PME, Classes Moyennes et Énergie ;
- 28 avril 2015 : annonce de la consultation publique sur le site Elia.be ;
- 13 mai 2011 : envoi, avec demande d'avis, du projet de Plan de Développement 2015-2025 et du rapport d'évaluation stratégique environnementale associé aux Gouvernements des Régions flamande, wallonne et de Bruxelles-Capitale ;
- 13 mai 2011 : envoi, avec demande d'avis, du projet de Plan de Développement 2015-2025 et du rapport d'évaluation stratégique environnementale associé au Comité d'avis SEA du SPF Santé Publique, Sécurité de la Chaîne Alimentaire et Environnement ;
- 13 mai 2015 : date d'ouverture de la consultation publique pour une durée de 60 jours;
- 19 mai 2015 : envoi, avec demande d'avis, du projet de Plan de Développement 2015-2025 et du rapport d'évaluation stratégique environnementale associé au Conseil Fédéral de Développement Durable (CFDD) ;
- 24 juin 2015 : réception par Elia de l'avis du Comité d'avis SEA adopté le 16 juin 2015 ;
- 13 juillet 2015 : réception de l'avis du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 9 juillet 2015 ;
- 14 juillet 2015 : réception par Elia de l'avis du Gouvernement wallon adopté le 9 juillet 2015 ;
- 15 juillet 2015 : clôture de la période de consultation publique ;
- 7 août 2015 : réception par Elia de l'avis du Conseil Fédéral pour le Développement Durable adopté par son Assemblée générale du 29 juillet 2015 ;
- 15 juillet au 31 août 2015 : adaptation par Elia de la version initiale de son projet de Plan de Développement 2015-2025 et intégration des avis et commentaires issus du processus de consultation ;
- 1^{er} septembre : finalisation de la rédaction du Plan de Développement 2015-2025 adapté ;
- 18 septembre 2015 : envoi par Elia de la version définitive du Plan de Développement 2015-2025 à la Direction générale Énergie du SPF Économie, PME, Classes Moyennes et Énergie de manière à initier le processus d'approbation par la Ministre de l'Énergie.



2

Axes de développement du réseau

2.1 | Contexte et orientations énergétiques

2.2 | Axes de développement du réseau de transport

2.1. Contexte et orientations énergétiques

L'électricité est un facteur clé de production. Un approvisionnement sûr, fiable et stable est essentiel aux activités de tous et à la croissance économique.

Le développement du système électrique est fortement influencé par les orientations politiques européennes, nationales et régionales. Celles-ci portent la plus grande attention à la sécurité d'approvisionnement, à la compétitivité de l'économie ainsi qu'à la durabilité de la fourniture en électricité.

La **sécurité d'approvisionnement** concerne la mise à disposition d'un parc de production suffisamment large et fiable pour rencontrer la demande en électricité. La production doit aussi présenter une flexibilité suffisante pour suivre la fluctuation de la demande ou compenser la variabilité des sources d'énergie renouvelable.

La sécurité d'approvisionnement est améliorée en donnant accès à un plus grand nombre d'unités de production et à des sources différentes d'énergie primaire. Dans ce cadre, le développement des interconnexions permet de diversifier les origines d'approvisionnement.

La **fiabilité du réseau** est aussi essentielle à la sécurité de l'approvisionnement. Seul un réseau développé avec un objectif de très haut degré de fiabilité permet l'acheminement sûr de l'énergie produite vers les centres de consommation. Le réseau doit en permanence être adapté pour atteindre un niveau élevé de performance et, ainsi, supporter l'activité économique et rencontrer les exigences de chaque utilisateur du réseau.

La **compétitivité de l'approvisionnement** est aussi primordiale. Le développement du marché intérieur de l'électricité joue ici un rôle clé, en ouvrant les portes d'une plus grande compétition entre les acteurs du marché. Cette compétition doit donner accès à l'énergie au meilleur prix, au profit des particuliers, des industries et de la compétitivité de notre économie en général. Dans ce contexte, les interconnexions élargissent les possibilités d'échange d'énergie et permettent l'accès aux énergies les plus économiques.

La **durabilité de l'approvisionnement** est aussi au centre de l'attention. Les politiques européennes, nationales et régionales intègrent la lutte contre le réchauffement climatique dans leurs programmes d'action. L'intégration des sources d'énergie renouvelable doit permettre la diminution de la production d'électricité à base de carburants fossiles, et à limiter notre dépendance à leur égard.

2.1.1. Au niveau européen

Ces éléments ont été traduits dans des politiques concrètes au niveau européen.

Le « **paquet énergie-climat**¹⁷ » vise la réalisation des objectifs 20/20/20 à l'échelle européenne à l'horizon 2020 :

- au moins 20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre des États membres par rapport aux niveaux atteints en 1990 ;
- 20 % de la consommation finale brute d'énergie d'origine renouvelable ;
- 20 % de réduction de la consommation d'énergie primaire par rapport aux niveaux projetés découlant de la mise en place de politiques d'efficacité énergétique.

Il comprend des législations particulières permettant l'atteinte des objectifs dans différents domaines d'action (réduction des gaz à effet de serre, promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, captage et stockage du carbone). En particulier, la directive¹⁸ relative à la promotion des énergies renouvelables définit les objectifs nationaux contraignants en matière de production d'énergie renouvelable, ainsi qu'une trajectoire indicative pour la réalisation de ces objectifs à l'horizon 2020.

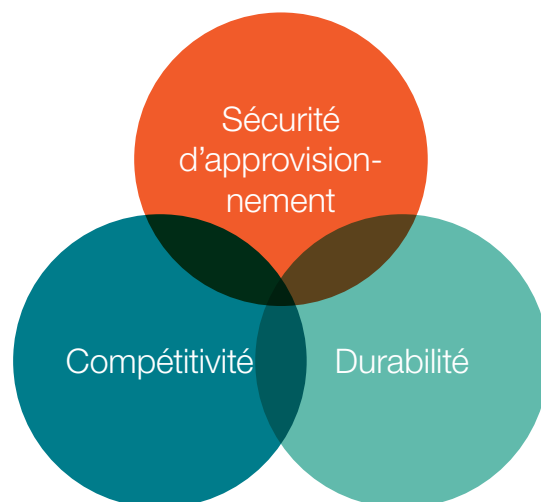


Figure 2.1 : Trois piliers de la politique énergétique européenne

¹⁷ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, Comité économique et social européen et au Comité des régions - Deux fois 20 pour 2020 - Saisir la chance qu'offre le changement climatique, COM (2008).

¹⁸ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

En Belgique, l'objectif est de disposer, à l'horizon 2020, d'une proportion de 13 % de production d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie nationale. En outre, la Belgique devra avoir atteint une réduction de 15 % des émissions de gaz à effet de serre, par rapport à leur niveau de 2005, pour les secteurs non soumis à l'Emission Trading, c'est-à-dire pour les ménages, le transport, l'agriculture ainsi que le tertiaire et la 'petite' industrie.

Le troisième train de mesures législatives en matière d'énergie («**troisième paquet énergie européen**») vise la poursuite du développement du marché intérieur de l'électricité dans la continuation des évolutions introduites depuis 1996 sous les deux premières directives.

En matière d'électricité, ce paquet contient trois actes législatifs :

- la «troisième directive électricité»¹⁹ remplace la directive précédente et introduit des mesures plus précises en matière de séparation effective des activités de fourniture et de production, d'une part, et de gestion des réseaux, d'autre part. Elle contient également des mesures relatives à la poursuite de l'harmonisation des compétences des régulateurs nationaux de l'énergie ;
- le règlement 714/2009 relatif aux échanges transfrontaliers d'électricité remplace le règlement précédent²⁰ et confirme les missions dévolues aux gestionnaires de réseau de transport en matière de gestion des congestions et d'allocation des capacités internationales. Il introduit en outre la création d'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), organisme chargé d'améliorer la coordination de la gestion des réseaux, la sécurité des réseaux, les échanges transfrontaliers (donc les interconnexions) et l'exploitation des réseaux ; et
- le règlement n°713/2009 introduit la création d'un organisme de concertation entre autorités nationales de régulation.

De plus, le troisième paquet européen introduit le plan décennal de développement non contraignant à l'échelle de l'ensemble de la communauté («Ten-Year Network Development Plan») que les gestionnaires de réseau européens, regroupés au sein d'ENTSO-E, établissent tous les deux ans²¹.

Le 15 décembre 2011, la Commission européenne a adopté la communication «Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050»²². L'Union européenne s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 80 à 95 % en-dessous des niveaux de 1990 d'ici 2050. Dans cette communication, les défis posés par l'atteinte de cet objectif de décarbonisation, tout en garantissant la sécurité de l'approvisionnement en énergie et la compétitivité, sont explorés.

Enfin, en 2014, les chefs d'État et de Gouvernement de l'Union européenne se sont entendus sur les trois grands objectifs qui sous-tendent la politique européenne dans le domaine de l'énergie et du climat jusqu'en 2030²³. Le plan prévoit de réduire au moins de 40 % les émissions de CO₂ d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990, de faire passer la part des énergies renouvelables à au moins 27 % du mix énergétique et enfin de réaliser au moins 27 % d'économies d'énergie. Le premier objectif est contraignant. Cet accord doit être traduit en législations contraignantes. Le développement du marché intérieur de l'électricité est aussi prioritaire, le niveau d'interconnexion entre les pays devra atteindre 15 % en 2030.

2.1.2. Au niveau belge

Dans le cadre de la politique énergétique européenne, le Gouvernement vise un approvisionnement énergétique sûr, abordable et durable, et ce, tant pour les entreprises que pour les ménages.

En vue de la réalisation d'un marché interne de l'énergie à l'échelle européenne, le Gouvernement prête une attention particulière à la mise en place de réseaux énergétiques stratégiques et interconnectés. Dans ce contexte, la gestion de la demande («demand-side management») et l'interconnexion seront développées. Au niveau européen, le Gouvernement attire l'attention et soutient également la mise en place d'un réseau électrique avec des productions décentralisées.

Le Gouvernement a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement à un prix abordable, et la durabilité de l'énergie à court et long terme tout en s'inscrivant dans le calendrier de sortie du nucléaire à l'horizon 2025.

19 Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

20 Règlement 1228/2003.

21 Article 8 §3, point b du règlement (CE) n°714/2009.

22 Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, «Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050», 2011.

23 "2030 framework for climate and energy policies", Conclusions of the European Council (23 and 24 October 2014).

Dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement, le Gouvernement a décidé la prolongation des unités nucléaires Doel 1 et 2 jusqu'en 2025, moyennant l'accord de l'AFCN.

Le Gouvernement désire créer un climat d'investissement stable et favorable, accompagné d'un cadre réglementaire privilégiant le fonctionnement du marché, la transparence et l'innovation. Pour ce faire, il examinera l'opportunité de la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité, en concertation avec les pays voisins, afin de maintenir la capacité existante et de construire de nouvelles capacités.

Le Gouvernement contribue à ce que notre pays continue à jouer un rôle pionnier sur le plan de la recherche et du développement relatif à l'énergie offshore. Le Gouvernement demande à ELIA et au secteur de développer, de façon efficiente et rentable, une « prise en mer » pour les parcs éoliens offshore. Les exploitants individuels sont impliqués.

Le Gouvernement désire préparer la transition vers un nouveau système énergétique. Pour ce faire, le Gouvernement amorcera et facilitera la concertation, en collaboration avec les Gouvernements régionaux et les différents stakeholders, afin de développer une vision énergétique. Ce pacte énergétique doit apporter une stabilité en vue des investissements essentiels en matière de production, de transformation et de transport d'énergie. Il doit rendre possibles des alternatives énergétiques en matière de mobilité. Ce pacte donnera une exécution concrète à la vision énergétique dès fin 2015.

2.2. Axes de développement du réseau de transport

Le Plan de Développement fédéral du réseau de transport est rédigé en cohérence avec le Plan de Développement européen à dix ans que les gestionnaires de réseau ont publié en 2014 (TYNDP²⁴ 2014-2024).

Le Plan de Développement identifie les infrastructures de transport d'électricité requises à long terme pour rencontrer les besoins liés aux objectifs de sécurité d'approvisionnement, de durabilité et de compétitivité. Ces projets visent à doter le réseau de la capacité et de la fiabilité nécessaires pour l'atteinte de ces objectifs.

Comme discuté dans le chapitre 3, les projets proposés sont mis au point pour être sûrs, fiables et efficaces, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement et à la sécurité. Ils sont articulés autour de cinq familles :

- les projets liés au développement ou au renforcement des interconnexions ;
- les projets pour l'accueil de la production décentralisée et/ou utilisant des sources d'énergie renouvelable ;
- les projets pour l'accueil des nouvelles productions centralisées ;
- les projets pour faire face à l'évolution locale de la consommation ;
- les projets de remplacement d'équipements devenus obsolètes.

²⁴ Ten Year Network Development Plan (TYNDP)
<https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/Pages/default.aspx>

2.2.1. Le développement des interconnexions

Le développement des interconnexions revêt une importance particulière dans le développement du réseau. Ces liaisons internationales sont essentielles pour plusieurs raisons.

DÉVELOPPER LE MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉLECTRICITÉ

Les interconnexions internationales constituent un élément essentiel dans la réalisation de l'intégration des marchés européens de l'électricité, au profit de la compétitivité de notre économie.

La Belgique est un pays très interconnecté, déjà au-delà des 15 % visés par l'Europe à l'horizon 2030. Le déploiement des interconnexions actuelles a été opéré en cohérence avec le parc de production en place. Dans le futur, l'évolution du mix énergétique créera de nouvelles opportunités d'échanges d'énergie au meilleur prix. Ces échanges engendreront des flux d'électricité sur de grandes distances et impliqueront de nouvelles congestions.

Elia développe son portefeuille d'interconnexions de manière à tirer profit de ces évolutions en offrant un accès aux énergies les plus économiques, au profit de tous.

Le renforcement des liaisons transfrontalières vient en complément aux différents mécanismes de marché mis en œuvre par le gestionnaire de réseau pour assurer l'utilisation optimale des infrastructures en place.

AMÉLIORER LA FIABILITÉ GLOBALE DU SYSTÈME

Dans un contexte d'importantes mises hors service d'unités centralisées en Belgique (énergie fossile ou nucléaire), les interconnexions sont essentielles au maintien de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.

Les interconnexions permettent le secours mutuel entre pays. Elles rendent possible l'adéquation production-consommation en permettant des importations d'énergie, dans des situations où la production indigène s'avère insuffisante.

Toutefois, lorsque le pays s'appuie sur les importations d'électricité, il n'y a, dans le contexte actuel, aucune garantie que l'énergie correspondante soit disponible à l'étranger. La capacité d'importation disponible sera finalement dépendante des échanges commerciaux sur le marché de l'électricité. Sans cette certitude, la sécurité d'approvisionnement doit en priorité s'appuyer sur un parc de production national large et fiable. Les interconnexions jouent plutôt un rôle dans la diversification des approvisionnements en permettant l'accès à la production à l'étranger.

SOUTENIR L'ATTEINTE DES OBJECTIFS ENVIRONNEMENTAUX EUROPÉENS

Les disparités géographiques à l'échelle du continent concernant l'intégration des sources d'énergie renouvelable vont créer des opportunités d'échanges d'énergie entre les pays.

Chaque pays membre de l'Union ne disposant pas du même potentiel dans les mêmes énergies, les productions à base d'énergie renouvelable seront plus concentrées dans certains pays. Ceux-ci contribueront en plus grande partie à l'effort européen, tout en bénéficiant de plus grandes parts de marché dans ce segment. Afin de ne pas freiner cette dynamique par des contraintes dans les réseaux, l'intégration du renouvelable à l'échelle du continent devra être accompagnée de renforcements et d'extension des interconnexions.

FACILITER LA GESTION DU CARACTÈRE VARIABLE DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET/OU À BASE DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

La cohabitation d'unités de production centralisée, souvent moins flexible, et de production à base de sources d'énergie renouvelable, souvent variable, rend essentielle l'existence de capacités d'échanges d'énergie avec les pays voisins, de manière à évacuer les excédents temporaires de puissance (saturation du système) ou à importer les déficits de production indigène qui pourraient survenir.

2.2.2. L'accueil de la production décentralisée et/ou utilisant des sources d'énergie renouvelable

La stratégie proposée dans le cadre du Plan de Développement vise la réalisation la plus efficace possible des objectifs du pays concernant le développement de la production renouvelable.

Le réseau existant propose une grande capacité d'accueil pour ce type de production, pour autant que celle-ci soit géographiquement répartie. Cette possibilité a permis de déjà raccorder la majeure partie de la production décentralisée existante.

Dans certains cas, le réseau de transport peut arriver à saturation en présence d'une concentration importante d'unités de production décentralisée. À ce stade, l'appel à la flexibilité de ces unités peut être une réponse adaptée pour octroyer un accès rapide aux unités concernées.

Cette approche ne met pas en péril l'objectif défini en quantité d'énergie produite au départ de sources d'énergie renouvelable. Le producteur peut écouler sa production en utilisant la capacité existante du réseau tant que celle-ci n'est pas utilisée. En pratique, cette capacité est très souvent disponible sauf en cas d'incident, ce qui est rare, et pendant les périodes programmées d'entretien périodique des installations, soit quelques périodes de 8 heures ouvrables par an.

Enfin, l'accroissement de production décentralisée peut aussi justifier un renforcement spécifique du réseau. Afin de limiter la réalisation de tels renforcements coûteux sans mettre en péril l'objectif d'intégration des sources d'énergie renouvelable, une vision coordonnée des zones de développement prioritaire pour les sources d'énergie et le réseau de transport associé est souhaitable.

Dans le cadre des objectifs climatiques, l'intégration de parcs d'éoliennes en mer du Nord, qui amènerait à elle seule le niveau belge de production d'origine renouvelable à 6 ou 7 TWh /an²⁵, c'est-à-dire 5 à 6 % de la demande totale d'électricité, est aussi au centre des questions de développement du réseau.

2.2.3. L'accueil d'unités de production centralisée

Les projets d'intégration d'unités de production centralisée participent à la liquidité du marché de l'électricité et à la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.

De tels projets portent essentiellement sur :

- l'établissement de nouvelles unités centralisées, offrant des capacités supplémentaires dans un marché ouvert à la concurrence ;
- le remplacement d'une grande partie des capacités de production actuelles, souvent en fin de vie technique ou économique ou par la législation (sortie du nucléaire), par de nouvelles unités plus efficaces et plus fiables.

2.2.4. L'évolution de la consommation

Le développement de la gestion active de la demande d'électricité participera à la maîtrise de la consommation finale d'électricité, cadrant ainsi dans la politique européenne qui vise une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique en 2020. Elle permet aux consommateurs de modifier leur profil de consommation en fonction de signaux de différents acteurs du marché de l'électricité (gestionnaires de réseau, producteurs, etc.).

En outre, le déploiement de réseaux locaux (par exemple, les « microgrids ») permettra une gestion locale de la production décentralisée et de la demande finale d'électricité, parfois sur base de moyens de stockage décentralisés.

Cette gestion dynamique de la demande et de la production rend aussi possible l'effacement ou le report de la consommation lorsque cette dernière est élevée. Elle est donc utile pour la sécurité d'approvisionnement lorsque les moyens de production sont limités.

Malgré ces perspectives baissières, Elia ne s'attend pas à une disparition des besoins en renforcement du réseau liés à l'augmentation de la consommation (un des moteurs historiques de l'évolution des réseaux d'électricité).

D'une part, en fonction des mécanismes de substitution entre formes d'énergie, une amélioration de l'efficacité énergétique globale pourrait se traduire par une augmentation de la consommation finale d'électricité, contrairement à ce qu'on pourrait penser dans un premier temps. Par exemple, le déploiement de voitures électriques ou de pompes à chaleur pourrait contribuer à ce phénomène.

D'autre part, même si la consommation finale du pays s'avérait être orientée à la baisse, cette tendance n'empêcherait nullement des disparités géographiques dans le comportement des consommateurs dans les différentes zones du pays. Ainsi, la consommation pourrait s'accroître dans une zone et diminuer dans une autre, avec au total un bilan baissier pour le pays dans son ensemble.

Ces augmentations de la consommation peuvent engendrer des goulets d'étranglement là où le réseau n'est pas suffisamment dimensionné pour offrir un niveau satisfaisant de fiabilité. Le réseau de transport devrait alors être renforcé ou étendu, par exemple pour supporter l'activité d'un zoning industriel en expansion, pour accompagner l'évolution de la consommation dans les centres-villes, ou encore pour permettre le raccordement de « data centers », grands consommateurs d'électricité, localisés dans des zones éloignées d'un réseau présentant la capacité adéquate.

Étant donné l'incertitude entourant ces évolutions antagonistes possibles, le Plan de Développement présente une liste d'investissements nécessaires pour faire face aux évolutions identifiées en termes de consommation. Néanmoins, leur planning de réalisation sera régulièrement réévalué et ajusté en fonction de l'évolution effective de ce paramètre, entre autres tous les 4 ans dans le cadre de l'établissement du Plan de Développement fédéral.

2.2.5. Renouvellement d'équipements obsolètes

Le réseau de transport belge hérite de l'histoire du développement de la Belgique. Il est le fruit de différentes vagues d'investissements remontant à l'interconnexion de bassins industriels et à la création des sociétés d'électricité durant l'entre-deux-guerres, en passant par la forte croissance économique après la Seconde Guerre mondiale, l'avènement de la production nucléaire, le raccordement des centrales au gaz à cycle combiné et l'amorçage de la situation actuelle combinant remplacement, développement des productions décentralisées et intégration des marchés.

²⁵ http://www.printempsdelenvironnement.be/FR/les_ateliers/climat_et_energie/sujets_abordes/groupe_de_mesures_1_developpement_de_l_eolien_off_shore.html

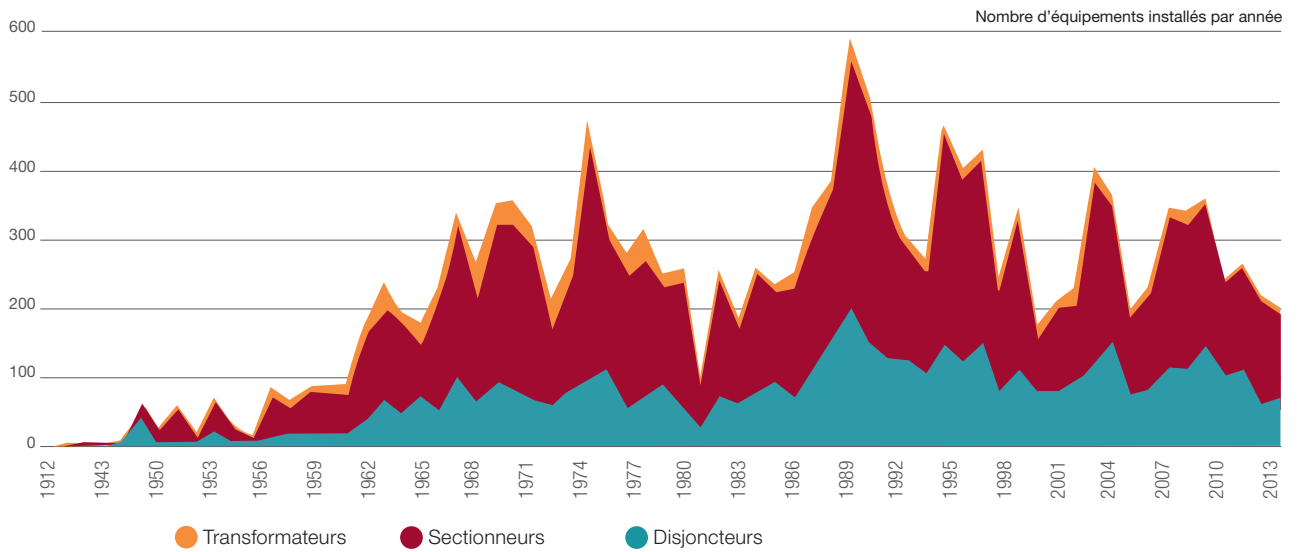


Figure 2.2: Répartition des années de construction des principaux équipements en haute tension

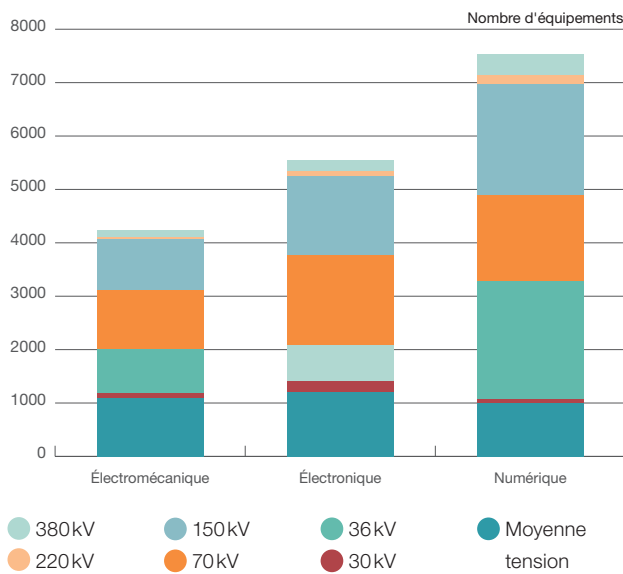


Figure 2.3: Répartition des équipements de protection en fonction de la technologie et du niveau de tension

Les équipements du réseau de transport ont leur durée de vie. Les transformateurs, les câbles et les lignes aériennes ont une durée de vie de 40, 60 jusque 80 ans ou plus. Par contre, les équipements de protection ont une durée de vie qui diminue avec l'évolution des technologies (électromécaniques, électroniques puis numériques).

Le renouvellement des équipements du réseau de transport arrivés en fin de vie constitue donc un axe important de son développement. Les équipements obsolètes doivent être renouvelés pour maintenir un très haut niveau de fiabilité pour les utilisateurs du réseau.

Si la durée de vie d'un équipement est fortement conditionnée par son état d'usure matérielle (paramètres intrinsèques), bon nombre d'autres paramètres (paramètres extrinsèques) peuvent faire en sorte qu'un équipement ne s'intègre plus de façon optimale dans son environnement. C'est la raison pour laquelle la notion d'obsolescence est préférée à celle trop restrictive d'usure.

PARAMÈTRES INTRINSÈQUES

L'histoire du développement du réseau belge se traduit directement dans les pyramides d'âge du parc du matériel en place dans le réseau. La figure 2.2 illustre la répartition des années de construction des principaux équipements en haute tension, à savoir les transformateurs, les disjoncteurs et les sectionneurs. La figure 2.3 représente la répartition des équipements de protection selon leur technologie et le niveau de tension qu'ils protègent. La figure 2.4 donne la répartition des années de construction des équipements de protection mettant en lumière l'évolution des technologies utilisées, passant des protections électromécaniques, électroniques puis digitales.

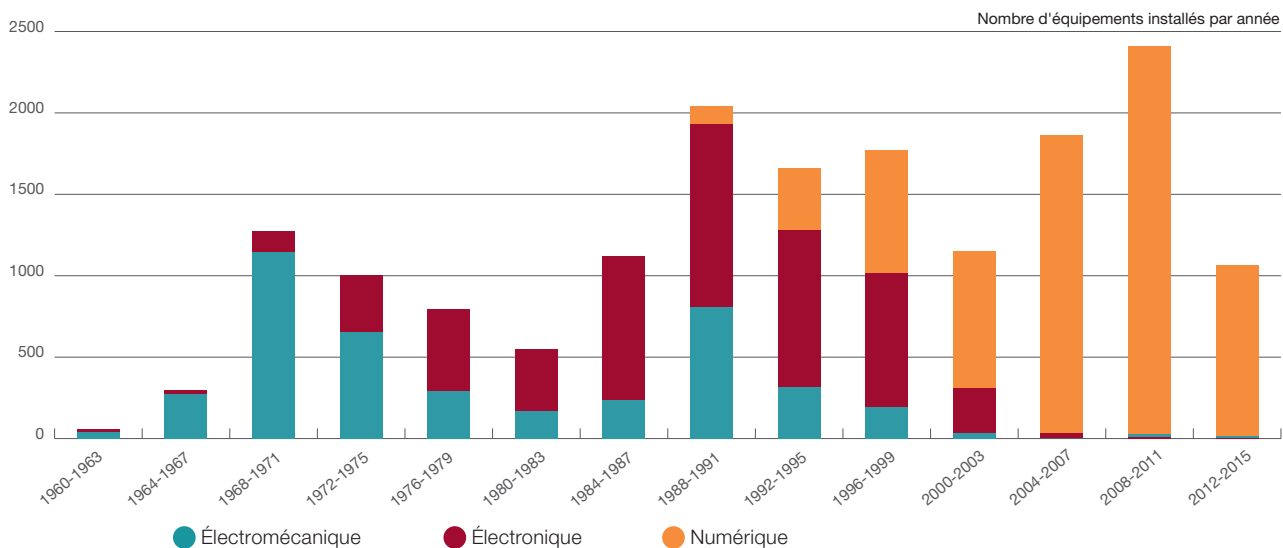


Figure 2.4: Répartition des années de construction des équipements de protection

Bien sûr, chaque famille d'équipement présente des caractéristiques de vieillissement propres à sa conception, sa technologie et sa construction mais l'observation de ces courbes donne une bonne indication quant aux défis de renouvellement d'équipements arrivant en fin de vie. Avec le temps, l'usure du matériel augmente, donnant lieu à différents dysfonctionnements affectant directement la fiabilité du système :

- dégradation des matériaux isolants (papier, huile, SF6,...) ;
- corrosion par la rouille des structures métalliques (pylônes, charpentes,...) ;
- usure des mécanismes de commande et d'entraînement (desserrage de boulons, perte d'étanchéité des joints,...) ;
- fissures du béton (pylônes et structures de postes) ;
- fluage des conducteurs (allongement irréversible dans le temps) ;
- etc.

PARAMÈTRES EXTRINSÈQUES

Comme mentionné précédemment, des causes externes à l'équipement peuvent également nécessiter son remplacement. Ces paramètres extrinsèques seront par exemple l'évolution des exigences en matière environnementale ou de sécurité des personnes, l'environnement technologique de l'équipement, les conditions économiques, la disponibilité des pièces de réserve, la compétence du personnel, etc. Différentes raisons peuvent amener au remplacement d'un équipement :

- cuves de transformateurs non conformes ;
- postes à risques sur le plan de la sécurité des personnes ;
- compétence rare et/ou qui n'est plus présente chez le constructeur ;
- non-conformité de certains équipements de télécontrôle par rapport aux protocoles de transmission utilisés ;
- caractéristiques techniques (résistance aux courants de court-circuit, vitesse de fonctionnement,...) des équipements désormais insuffisantes en regard de l'évolution du réseau ;
- obsolescence des programmes nécessaires pour la configuration des équipements ;
- etc.

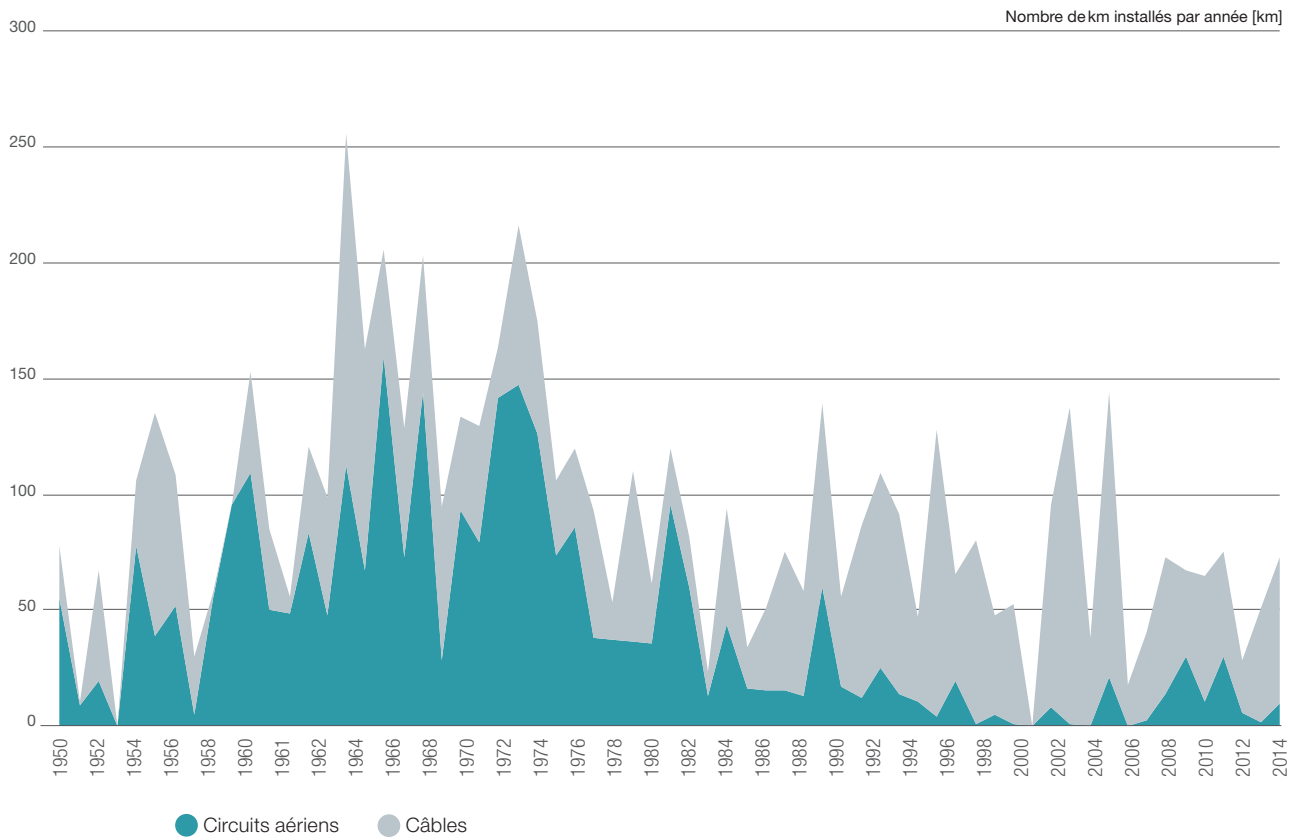
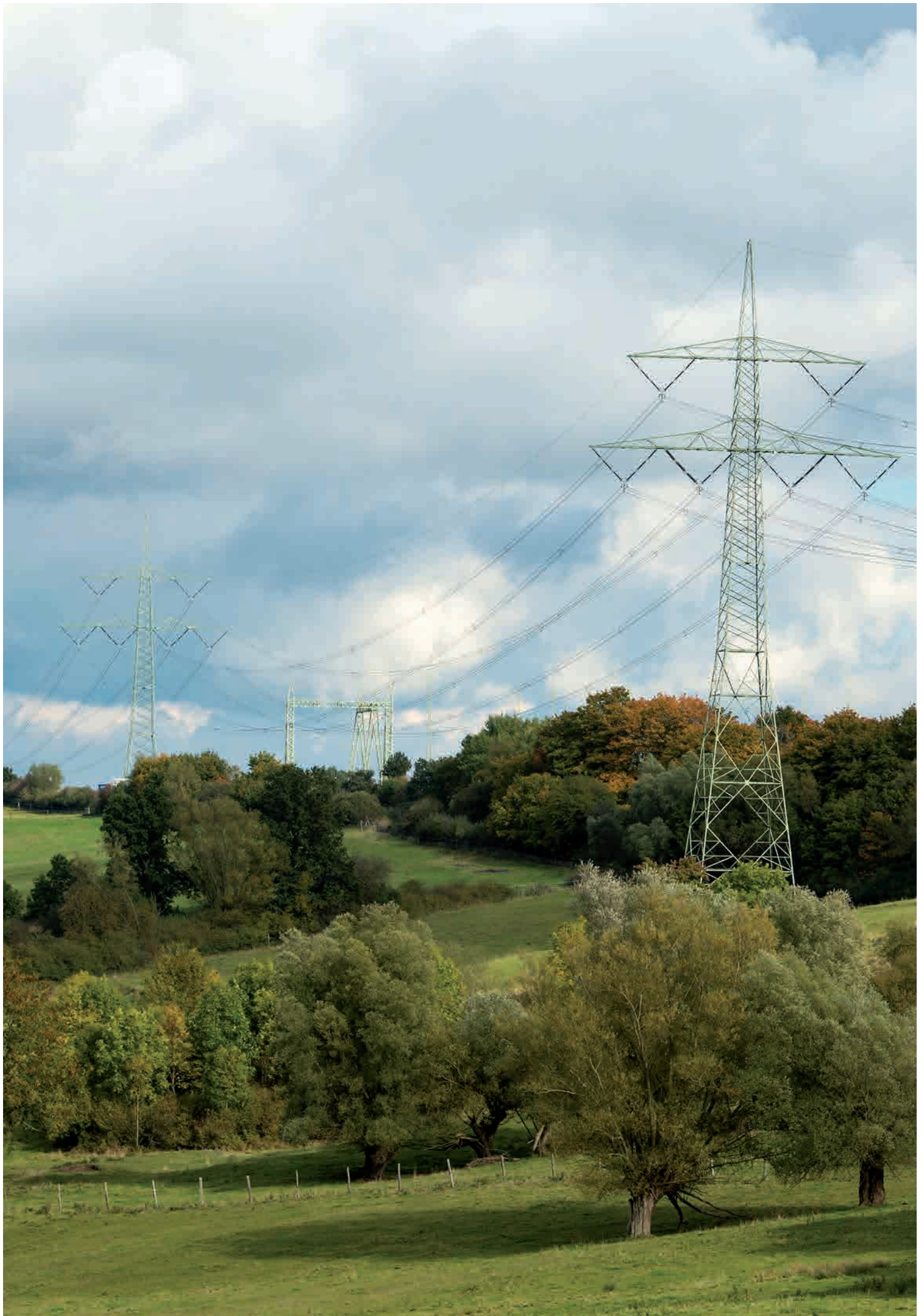


Figure 2.5: Répartition des années de construction des liaisons



3

Méthodologie du développement du réseau

- 3.1 | Différents futurs possibles
- 3.2 | Établir les besoins
- 3.3 | Définir des solutions
- 3.4 | Programmation dynamique des investissements

Les projets du Plan de Développement fédéral sont définis de manière à répondre aux besoins de demain en termes de sécurité d’approvisionnement, de durabilité et de compétitivité, s’inscrivant ainsi dans le cadre des objectifs stratégiques européens, belges et régionaux dans ces matières.

Qu’il s’agisse de projets d’interconnexion, d’accueil des sources d’énergie renouvelable onshore et offshore, de production centralisée, de remplacement ou liés à l’évolution de la consommation, la définition des projets de ce plan est basée sur une méthodologie qui s’appuie sur 4 étapes successives. Cette approche est compatible avec les méthodes mises au point dans le cadre du Plan de Développement décennal européen non contraignant publié tous les deux ans par ENTSO-E.²⁶

3.1. Différents futurs possibles

Pour se faire une idée aussi précise que possible de l’influence des choix énergétiques sur les besoins en développement du réseau, différents scénarios sont mis au point. Ces scénarios diffèrent significativement les uns des autres et sont représentatifs de futurs extrêmes. Cette approche permet de définir un large éventail de situations pour lesquelles le réseau pourrait être développé.

Cet exercice repose sur l’identification des tendances déterminantes pour les besoins en capacité du réseau, comme le calendrier légal de sortie de l’énergie nucléaire en Belgique²⁷, l’atteinte des objectifs européens 20-20-20, l’évolution de la consommation d’électricité, l’évolution du parc de production centralisée (nouveaux projets et mises hors service), ou encore l’évolution du prix du CO₂...

Le chapitre 4 décrit les scénarios construits dans le cadre du Plan de Développement fédéral 2015-2025 pour encadrer au mieux ces incertitudes.

Comme l’indique la loi, leur construction s’est inspirée de « l’étude sur les perspectives d’approvisionnement en électricité à l’horizon 2030 »²⁸, dont la version définitive a été publiée en janvier 2015. Les scénarios intègrent également une dernière mise à jour de paramètres importants. Enfin, au moment de définir les hypothèses, Elia a veillé à préserver une compatibilité avec les prévisions faites à l’échelle européenne²⁹.



Figure 3.1 : Processus d’identification des projets du Plan de Développement

²⁶ "Cost Benefit Analysis Methodology for Projects of European Significance" – disponible sur www.entsoe.eu

²⁷ Loi du 18 décembre 2013 modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l’énergie nucléaire à des fins de production industrielle d’électricité.

²⁸ « Étude sur les perspectives d’approvisionnement en électricité à l’horizon 2030 », Direction générale de l’Énergie du SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie et Bureau fédéral du Plan.

²⁹ « Scenario Outlook & Adequacy Forecast », ENTSO-e, 2015.

3.2. Établir les besoins

Une fois les scénarios décrits, les besoins en nouvelles infrastructures sont mis en lumière au moyen d'une série d'études complémentaires :

- des études de marché identifient quel est le potentiel en développement de nouvelles capacités transfrontalières. Les études d'adéquation mesurent le risque sur l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ;
- des études d'écoulement de charge (load flow) mettent en évidence les endroits où la fiabilité du réseau est mise en danger ;
- des modèles de prédiction de la performance des équipements (sécurité & fiabilité) permettent d'identifier quels équipements devraient être remplacés ou remis à niveau.

Pour établir ces besoins, le réseau de référence considéré dans le cadre du Plan de Développement 2015-2025 est constitué :

- du réseau de référence présenté dans le cadre du Plan de Développement 2010-2020 ;
- auquel s'ajoutent les investissements approuvés dans le cadre du Plan de Développement 2010-2020 dont la mise en service a été confirmée. L'avancement de ces différents investissements est détaillé en annexe 7.3.

3.2.1. Des études de marché pour établir les équilibres économiques

Dans un scénario donné, une étude de marché évalue quelle production (localisation/ type) doit être mise en œuvre pour répondre à la demande escomptée (localisation) à moindre coût, à tout moment de l'année.

À cette fin, les caractéristiques de la production, notamment sa fonction de coût et ses contraintes temporelles, doivent être modélisées. Celles-ci dépendent de plusieurs paramètres tels que le prix des matières premières, les conditions météorologiques, etc.

La demande en électricité et sa variabilité tout au long de l'année doivent aussi être intégrées. La présence de production aux niveaux de tension des réseaux de distribution peut imposer une modélisation détaillée des unités décentralisées.

En outre, les échanges d'énergie entre pays ont une place importante dans les équilibres économiques. Un large périmètre de pays est donc simulé de manière à visualiser les interactions entre les pays. Outre les hypothèses d'offre et de demande dans les pays voisins, les études reposent sur des hypothèses de capacités disponibles pour les échanges entre pays, modélisées sous forme de NTC³⁰.

Une fois ces éléments fixés, la modélisation résulte en une estimation des « power dispatches » des unités prévues dans chaque pays, à chaque heure de l'année du scénario étudié. Ces résultats sont consolidés en équilibres de marché dans tous les pays, ou en des plans de production caractéristiques et des situations d'échanges typiques (« bulk power flows »).

Ces équilibres de marché permettent d'identifier l'utilisation des interconnexions, voire leur congestion, ainsi que le comportement du mix énergétique dans les scénarios étudiés.

³⁰ Net Transfer Capacity, <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/Pages/default.aspx>

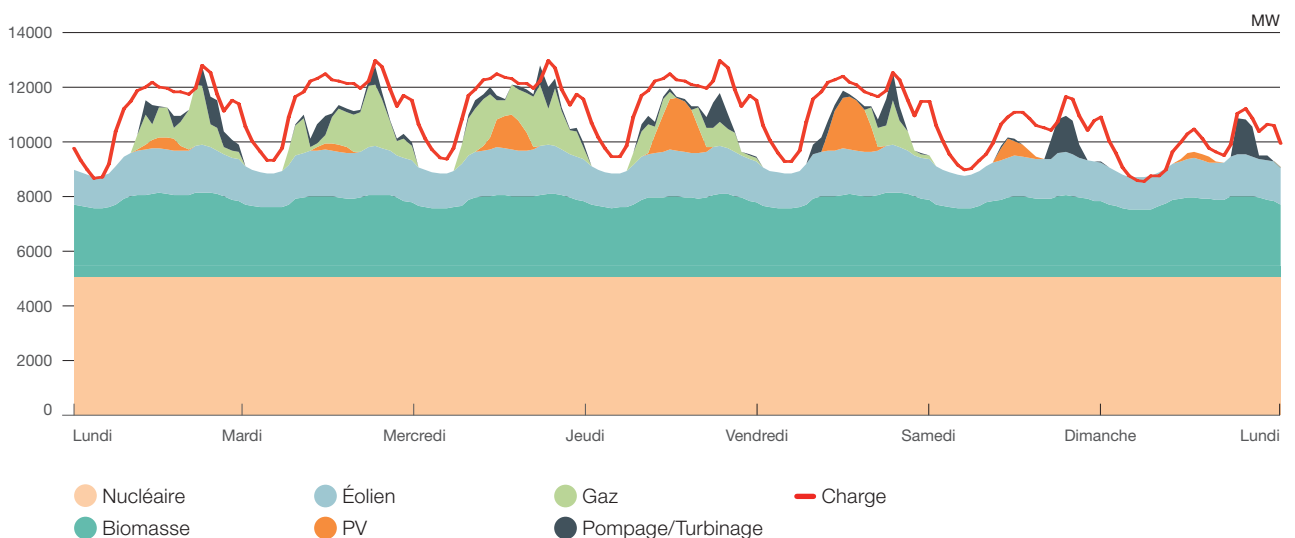


Figure 3.2: Exemple d'alignement économique du parc de production durant une semaine, résultant d'un modèle d'équilibre économique (exemple théorique)

Sur cette base, l'intérêt économique du renforcement d'une interconnexion peut être évalué, en mettant en lumière son impact sur le taux de congestion des frontières ou sur les coûts variables de production dans le système.

Dans le cadre du Plan de Développement, le gestionnaire de réseau s'est basé sur l'outil Antares® pour mener à bien ses analyses.

3.2.2. Des études d'adéquation pour évaluer la sécurité d'approvisionnement

Les études d'adéquation concernent l'analyse de risque sur l'équilibre entre la demande d'électricité et l'offre de production au niveau national. Ce type d'études s'affranchit des contraintes du réseau interne belge, et donc des caractéristiques du réseau interne de transport d'électricité. Ces études intègrent toutefois la capacité de réseau disponible pour importer de l'énergie afin d'équilibrer la demande.

Les études d'adéquation s'appuient sur des approches probabilistes permettant de considérer toute une série d'aléas possibles et pouvant altérer la sécurité d'approvisionnement. Le modèle utilisé tire aléatoirement chacun de ces aléas sur base de sa probabilité d'occurrence (méthode « Monte-Carlo »). Dans chaque situation, l'équilibre offre-demande est estimé. L'exercice est répété un grand nombre de fois de manière à construire des distributions statistiques des manques ou surplus de production dans le système belge.

Pour couvrir l'ensemble des situations potentielles, la demande est modélisée comme dépendante des conditions climatiques. La demande augmente par exemple quand la température baisse. La variabilité des sources d'énergie renouvelable est aussi intégrée par la construction de profils statistiques représentatifs. Enfin, les indisponibilités de production (pannes, etc.) sont modélisées par une loi statistique adaptée.

Les indicateurs étudiés sont l'espérance et le percentile 95 de la durée de défaillance en tenant compte de la contribution des importations d'énergie pouvant être considérée comme disponible à l'étranger. Le critère d'adéquation retient que ces indicateurs restent inférieurs à 3 et 20 heures par an, respectivement.

La marge de capacité est aussi évaluée. Il s'agit de la puissance théorique disponible au-delà du strict respect du critère d'adéquation ci-dessus. Elle représente le pendant de la « puissance manquante », nécessaire pour respecter le critère d'adéquation présenté ci-dessus. Ces deux indicateurs permettent d'évaluer la situation d'équilibre offre-demande d'un scénario du mix énergétique considéré.

Le gestionnaire de réseau se base sur l'outil Antares® pour mener à bien ses analyses.

3.2.3. Des études d'écoulement de charge

Les études de réseau évaluent si la distribution spatiale production-consommation, telle qu'évaluée par les études de marché, met en danger la sécurité de fonctionnement du système.

La modélisation d'un réseau de transport d'électricité fait appel à plusieurs outils de calcul :

- un modèle d'écoulement de charge³¹;
- un modèle de calcul de la puissance de court-circuit en chaque nœud du réseau³²;
- un modèle de stabilité statique dynamique ou transitoire³³;
- un modèle de stabilité en tension³⁴.

Le modèle d'écoulement de charge permet d'évaluer les écoulements des courants électriques sur le réseau dans différents cas représentatifs bien déterminés. Un cas représentatif est caractérisé par une configuration de réseau, un parc de production en service, des circonstances d'importation et de transit ainsi qu'un niveau de consommation pour chaque point de prélèvement local.

Les cas représentatifs sont choisis pour cartographier au mieux l'ensemble des situations possibles identifiées par le biais des études de marché. Les cas étudiés explorent une grande variété de situations : des cas fréquents ou des cas rares mais résultant en répartitions de flux particulièrement tendues.

Par ailleurs, pour chaque cas représentatif donné, différents états du réseau sont susceptibles de se présenter et font l'objet d'un examen :

- l'état sain, cas idéal, où tous les éléments du réseau et unités de production prévus sont disponibles ;
- tous les états en « incident simple » caractérisés par la perte d'un élément unique (élément du réseau ou unité de production) – c'est-à-dire le critère du « N-1 » ;
- tous les états en « incident double » caractérisés par la perte d'une unité de production combinée avec la perte d'une autre unité de production ou d'un élément du réseau ;
- tous les états en incident « jeux de barres » en 380 kV.

Pour chaque état du réseau de chaque cas représentatif du fonctionnement du réseau, des critères (valeurs limites ou plages acceptables) sont fixés pour une série de paramètres :

- les grandeurs caractérisant l'écoulement des flux sur le réseau, à savoir les courants ;
- le niveau de la tension en chaque nœud du réseau ;
- la puissance de court-circuit ;
- la stabilité du réseau vis-à-vis de l'écroulement de tension ;
- la stabilité statique et dynamique.

³¹ Les modèles d'écoulement de charge évaluent la répartition des flux électriques en fonction des localisations des productions et de consommation et en appliquant les lois de la physique.

³² Selon la norme IEC901.

³³ La stabilité statique et transitoire d'un réseau est son aptitude à assurer un fonctionnement synchrone des machines de production lorsqu'il est soumis à des perturbations respectivement faibles et importantes.

³⁴ Le modèle de stabilité en tension permet de vérifier si les chutes de tension entre les nœuds du réseau, générées par les transferts de puissance, restent dans des normes admissibles même en cas d'incident.

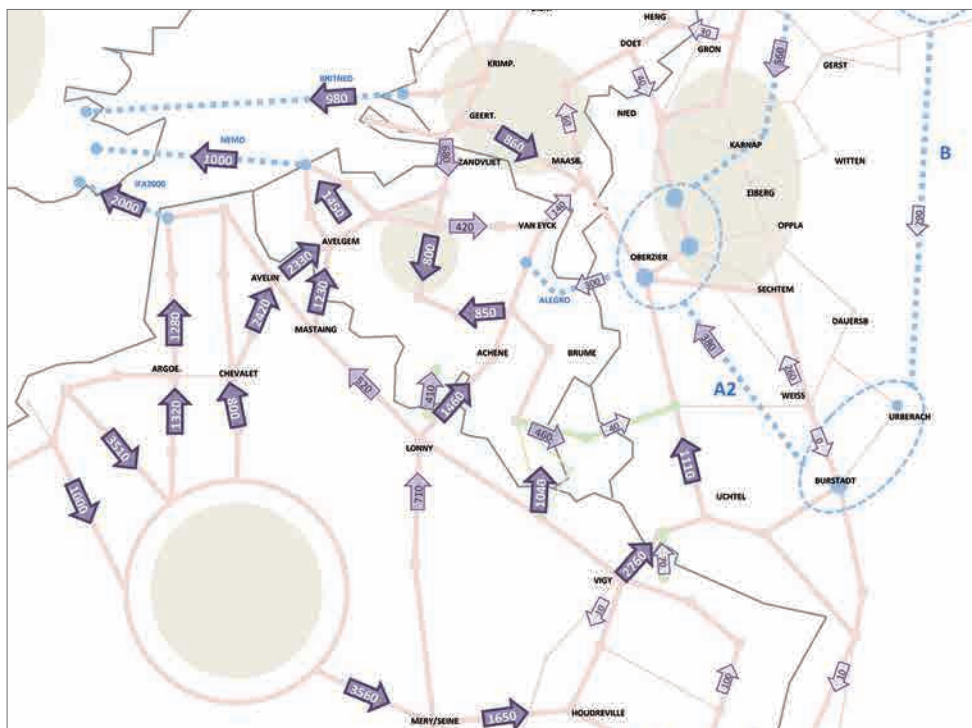


Figure 3.3: Illustration d'un résultat de modèle d'écoulement de charge pour une situation simulée

Ces critères peuvent éventuellement dépendre des conditions météorologiques (par exemple, la présence de vent) ou de la présence d'équipement de monitoring sur les équipements (du type Ampacimon).

Le réseau satisfait aux critères de développement ci-dessus si l'ensemble des valeurs calculées pour les paramètres simulés sont conformes aux critères fixés.

Toute cette modélisation repose sur des données techniques détaillées des actifs du réseau, de la topologie et des unités de production. La base de données utilisée incorpore les données des réseaux voisins pour simuler au mieux l'interaction du réseau belge avec les réseaux étrangers.

3.2.4. Des modèles de prédiction de la performance des équipements

L'infrastructure belge de transport d'électricité présente des indicateurs de fiabilité parmi les meilleurs d'Europe. Cette performance est le résultat d'une gestion optimisée des équipements du réseau prenant en compte l'ensemble des étapes de leur cycle de vie.

Une telle gestion n'est réellement possible qu'en étant à même d'estimer l'évolution des performances de chaque équipement du réseau, l'objectif étant de déterminer le moment à partir duquel un équipement devient obsolète. Il est important de comprendre que cette notion d'obsolescence dépasse largement le cadre de l'usure (voir figure 3.4). Il s'agit plutôt d'un équipement ne s'intégrant plus de façon optimale dans son environnement (au sens large du terme), menant ainsi à des problèmes considérables en termes de :

- fiabilité d'approvisionnement ;
- sécurité des personnes ;
- coûts d'entretien ;
- réputation ;
- conformité légale ou environnementale ; et/ou
- stratégie à long terme de gestion.

Au fur et à mesure de l'exploitation d'un équipement, la connaissance à son sujet s'accumule et vient améliorer un modèle de performance. Des tendances générales peuvent ainsi être détectées au niveau d'une famille d'équipements, mettant en lumière un allongement ou une limitation de la durée de vie. Pour gérer cette fin de vie, des politiques de désaffectations sont mises au point. Ces politiques définissent notamment, à l'échelle d'une famille d'équipements, le timing idéal de désaffectation. Ce timing dépendra du risque que représentent les équipements vis-à-vis des critères listés ci-dessus.

En fonction de ces analyses, chaque élément constitutif d'ouvrage fait l'objet d'un programme de maintenance, de réparation, de désaffectation ou de renouvellement spécifique.

Cette stratégie permet de cibler les besoins en désaffectation des équipements et de les intégrer dans la démarche de réflexion relative aux projets d'investissement à mettre en œuvre.

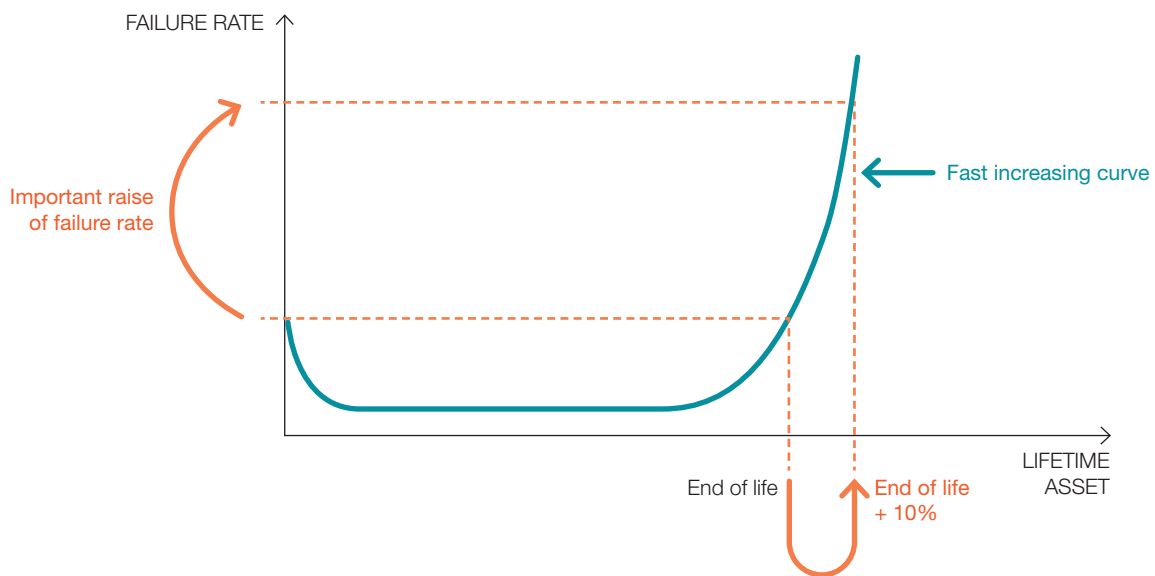


Figure 3.4: Modèle d'estimation de la performance d'un équipement – la courbe baignoire

3.3. Définir des solutions

Les solutions à mettre en œuvre pour répondre aux besoins identifiés à la phase précédente sont ensuite mises au point (« fils rouges »). De nouvelles capacités doivent être développées. Avant d'envisager la création de nouvelles infrastructures, l'amélioration de la gestion opérationnelle du réseau existant peut être avantageusement prise en considération pour rencontrer les besoins détectés et dégager de nouvelles capacités.

LES RÉSEAUX INTELLIGENTS POUR MAXIMISER L'UTILISATION DE L'INFRASTRUCTURE EN PLACE

Avant de créer toute nouvelle infrastructure, l'efficacité économique, la fiabilité et la durabilité du système électrique sont améliorées par la mise en place de réseaux intelligents.

Les réseaux intelligents ou « smart grids » associent l'infrastructure électrique aux technologies numériques qui analysent et transmettent l'information reçue. Ces technologies sont utilisées à tous les niveaux du système électrique (depuis la production, le transport, la distribution et la consommation), et permettent une interaction accrue entre les consommateurs et les producteurs, d'une part, et les gestionnaires de réseau, d'autre part.

Grâce aux technologies informatiques, ces réseaux du futur ajustent en permanence les flux d'électricité entre fournisseurs et consommateurs. La collecte d'information sur l'état du sys-

tème électrique permet d'établir une adéquation optimale entre production, transport/distribution et consommation d'électricité.

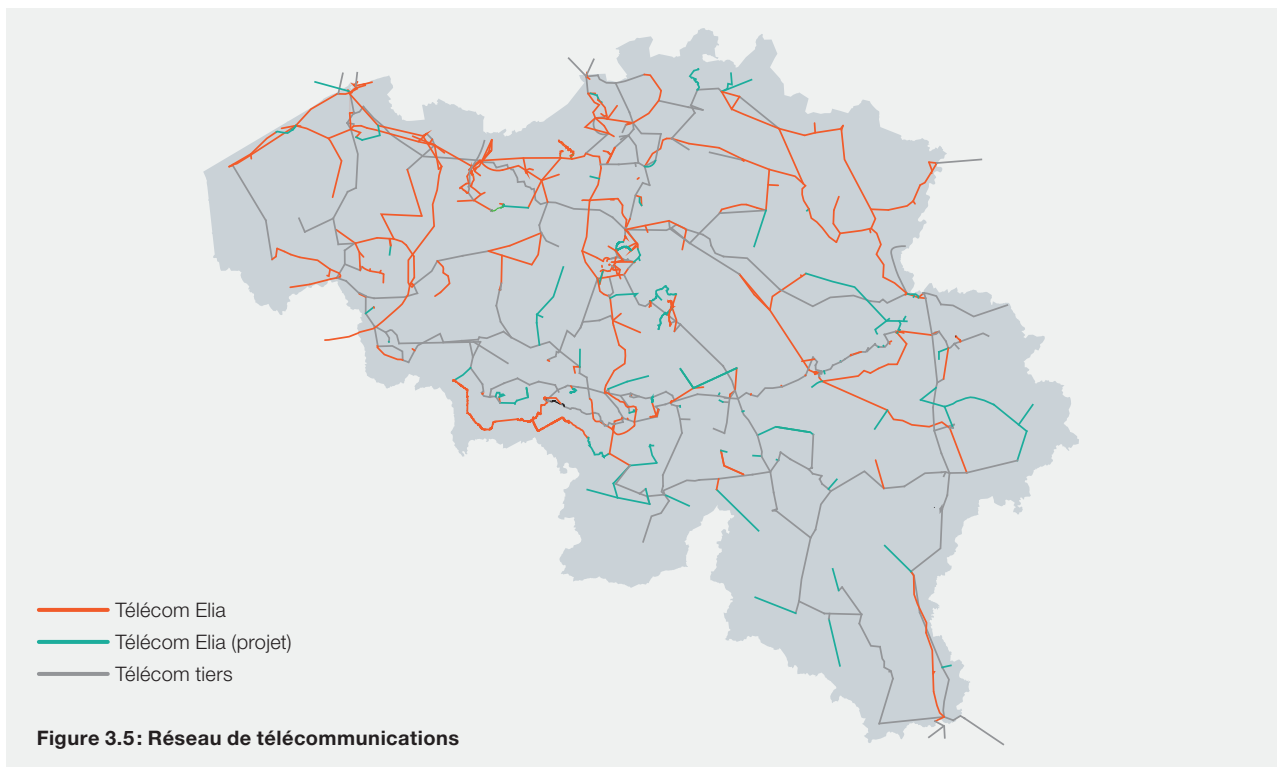
Cet ajustement permanent permet par exemple de régler le niveau de consommation ou de production lorsque des congestions sont constatées sur le réseau.

La mise en place de réseaux intelligents s'appuie sur différentes initiatives.

INTÉGRER DES ÉQUIPEMENTS PERMETTANT LA MAXIMALISATION DE L'UTILISATION DE L'INFRASTRUCTURE EN PLACE

De façon générale, pour contrôler en permanence les différents paramètres du réseau en termes de capacité, de production, de charge du réseau ainsi que les besoins des utilisateurs, un certain nombre de mesures et de contrôles doivent être réalisés tout au long de la chaîne production-transport-distribution-consommation afin de déterminer l'utilisation optimale du réseau.

À cette fin, Elia dispose de systèmes de mesures, de contrôle et de commande de ses différentes infrastructures. Ces systèmes s'appuient sur un large réseau de télécommunication entre les postes. À chaque occasion, Elia étend ces dispositifs et les modernise en utilisant les dernières technologies en la matière :



- lors de la création de nouvelles liaisons ou la rénovation de lignes existantes, des fibres optiques sont placées pour étendre les possibilités de communication ;
- les postes sont aussi équipés d'équipements de télémesures et télécontrôles, s'appuyant sur les derniers protocoles de communications, de manière à relever l'état du réseau et le commander à distance, en fonction des besoins ;
- Elia a mis en service un nouveau système de gestion des flux d'énergie (Energy Management System) dans ses différents dispatchings permettant une supervision du système électrique dans son ensemble.

D'un autre côté, l'emploi de dispositifs de « dynamic line rating » sur les lignes du réseau arrivant à saturation rend possible une évaluation fine de leur capacité réelle, en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge. Ces équipements sont régulièrement utilisés dans les zones présentant des congestions de manière à pleinement utiliser la capacité existante avant d'envisager un investissement (voir par exemple la section 5.2.3).

Par ailleurs, l'intégration d'éléments permettant le contrôle des flux sur le réseau de transport, tels les transformateurs-déphaseurs ou les liaisons à courant continu, permettent d'orienter les flux dans une direction spécifique. Dans le cas de flux électriques saturant une partie du réseau, cette capacité de contrôle permet de dévier les flux vers des zones moins sollicitées, soulageant la zone saturée. Le Plan de Développement 2015-2025 présente différents cas d'installation de tels dispositifs (transformateurs-déphaseurs à la frontière nord, liaisons transfrontalières à courant continu ALEGrO et NEMO) qui maximisent l'utilisation du réseau.

Enfin, l'emploi de conducteurs à haute performance sur des pylônes existants permet une augmentation significative de la capacité du réseau, sans devoir développer de nouveau corridor.

DÉVELOPPER DES PRODUITS ET SERVICES COMBINANT BESOINS DES UTILISATEURS DU RÉSEAU ET CONTRAINTES DE GESTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Différents produits et services ont été développés, parfois en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution, pour répondre aux besoins des utilisateurs du réseau tout en intégrant les contraintes associées à la gestion du système.

Leur énumération exhaustive sort du cadre du Plan de Développement. À titre d'exemple, nous pouvons citer :

- la définition d'accès flexibles au réseau. Ce type d'accès est utilisé pour des raccordements d'unités de production pouvant injecter dans le réseau avec une forte probabilité. Toutefois, dans certains cas moins fréquents, selon un signal des gestionnaires de réseau, leur niveau d'injection devra être diminué pour cause de congestion du réseau ;

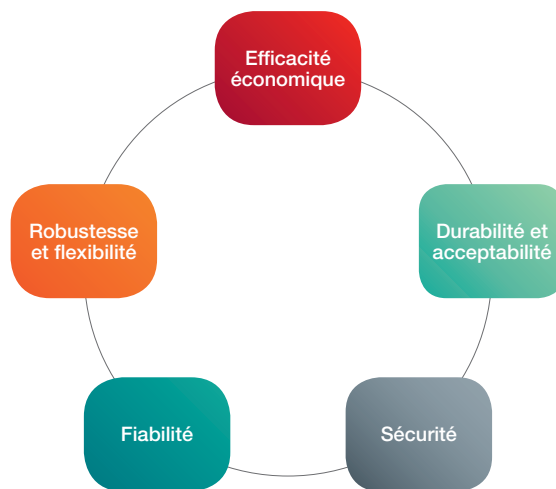


Figure 3.6: Évaluation des solutions possibles

- la gestion de la demande qui rend aussi possible l'effacement ou le report de la consommation lorsque cette dernière est élevée. Elle est donc utile pour la sécurité d'approvisionnement lorsque les moyens de production ou la capacité d'importation sont limités.

Elia travaille continuellement à l'amélioration et à l'intégration de ces systèmes et concepts.

DÉPLOYER DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES

En dernier ressort, de nouvelles infrastructures sont envisagées pour développer de nouvelles capacités. Les solutions envisageables sont évaluées et comparées vis-à-vis de :

- leur fiabilité. Les solutions retenues devront rencontrer une série de critères de développement évoqués ci-dessus ;
- leur efficacité économique. Pour un besoin donné, les différentes solutions envisageables doivent faire l'objet d'une comparaison technico-économique ;
- leur durabilité et acceptabilité. L'impact environnemental des solutions à mettre en œuvre est minimisé. Cette démarche facilite aussi l'acceptation des infrastructures par le public et par les autorités ;
- la sécurité des collaborateurs, des contractants et du public qui est une priorité absolue pour Elia qui fait en sorte que ses installations soient aussi sûres que possible.

3.3.1. Fiabilité

Dans le cas où les études de réseau mettent en évidence le non-respect des critères de développement, il convient de déterminer les renforcements ou les extensions du réseau qui garantissent à nouveau la capacité requise. Des études d'écoulement de charge sont donc à nouveau exécutées pour vérifier que le réseau renforcé ou modifié rencontre bien les critères de fiabilité du réseau.

3.3.2. Efficacité économique

Les différentes variantes de développement du réseau relatives à un besoin donné font l'objet d'une comparaison technico-économique, basée sur le coût barémique des différents ouvrages envisagés.

Tous les éléments qui engendrent des différences significatives de coût entre les variantes doivent être correctement appréhendés. Selon les cas, la comparaison portera uniquement sur les coûts d'investissements ou bien elle sera étendue à d'autres éléments de coûts encourus, comme par exemple le niveau de pertes dans le réseau, les coûts d'entretien et de maintenance ou encore la levée de congestions.

Lors de l'élaboration de solutions à long terme, l'étalement dans le temps des investissements est examiné.

En effet, l'évolution d'un facteur d'influence (consommation, etc.) est parfois caractérisée par un accroissement régulier tandis qu'un investissement donne lieu à des augmentations de capacité par paliers, induisant potentiellement des surcapacités à court terme. Dans certains cas, l'échelonnement d'un investissement permet de mieux ajuster l'accroissement de capacité en fonction de l'évolution des facteurs d'influence.

Cette approche permettra donc parfois de réduire le coût grâce à l'étalement des investissements dans le temps. Dans d'autres cas, un investissement initial unique de plus grande ampleur est la solution la plus efficace économiquement.

Dans le cas d'investissements étalés dans le temps, la comparaison des variantes est entre autres réalisée sur base de la valeur actualisée des coûts d'investissements. Le taux d'actualisation utilisé à cette fin est le WACC (Weighted Average Cost of Capital – coût moyen pondéré du capital) à long terme d'Elia. En outre, la comparaison est faite sur une période suffisamment longue afin de s'assurer que la solution retenue est valable à long terme et qu'elle ne risque pas d'engendrer des coûts échoués.

3.3.3. Durabilité et acceptabilité

Elia limite au minimum l'impact de ses installations sur l'homme, la nature et le paysage. Cette démarche contribue aussi à l'acceptation des infrastructures par le public et par les autorités et devrait donc faciliter l'obtention des permis.

La politique d'Elia prévoit également des mesures compensatoires et/ou atténuantes ; par exemple : l'aménagement de couloirs verts, la plantation de haies autour des postes, la réalisation d'études paysagères pour une meilleure intégration des infrastructures dans le paysage, la mise à disposition de certaines associations de terrains pour la création de zones vertes, etc.

Pour la réalisation de ses liaisons aériennes et souterraines, à l'exception des liaisons de courte distance, Elia est soumise à l'obligation de réaliser une étude d'incidences environnementales. Les permis octroyés contiennent souvent, après concertation avec les autorités, des mesures destinées à minimiser l'impact sur l'environnement.

Par ailleurs, la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences sur l'environnement de certains plans et programmes et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes soumet le Plan de Développement à une évaluation environnementale stratégique. Ceci implique un examen environnemental, dès l'étape d'élaboration des variantes, afin d'écarter celles qui présenteraient un impact environnemental défavorable. Cette démarche permet d'intégrer de manière précoce et proactive les préoccupations environnementales dans la démarche de planification et, partant, de soutenir les politiques de développement durable déterminées au niveaux européen et belge, tant fédéral que régionaux.

LIAISONS

Elia veille à maximiser l'emploi des infrastructures existantes. Le changement de conducteurs existants par des conducteurs de plus grande capacité, s'il présente un intérêt, peut être mis en œuvre. Aussi, le tirage de ternes supplémentaires sur des pylônes existants est considéré, si cela est possible.

Dans la mesure du possible, ces nouveaux conducteurs seront dimensionnés de manière à ne pas nécessiter d'intervention majeure sur les pylônes qui les supportent. À cet effet, le gestionnaire de réseau met en œuvre, après analyse technique, des technologies telles que les conducteurs à haute performance qui permettent d'augmenter la capacité de transport avec une modification minimale du gabarit des pylônes.

Lorsque de nouvelles liaisons sont nécessaires, Elia favorise en règle générale la pose de câbles pour de nouvelles liaisons dans les niveaux de tensions inférieures ou égales à 220kV, dans le souci de minimiser l'impact environnemental du réseau. Cette approche est retenue pour le développement de nouvelles liaisons à ces niveaux de tension mais ne peut être généralisée pour toutes les liaisons existantes. Outre les défis techniques à relever, la mise en souterrain systématique des liaisons existantes impliquerait un coût substantiel à charge de la communauté.

Afin de le limiter, Elia adopte une politique pragmatique et maintient autant que possible les lignes aériennes existantes en service. Au besoin, les conducteurs et accessoires des lignes sont remplacés sans pour autant remplacer les pylônes si l'état de stabilité de ceux-ci le permet. De même, si la solution câblée s'impose, Elia étudiera plusieurs alternatives, restructurant parfois en profondeur un large périmètre de réseau afin de limiter les longueurs des liaisons souterraines.

Dans certains cas, de nouvelles lignes aériennes pourront être réalisées de manière à tirer profit de ce type de liaison (coût, disponibilité, accessibilité,...). Ces nouvelles liaisons sont prioritairement regroupées avec d'autres infrastructures linéaires (bundling principe) comme d'autres liaisons à haute tension, des voiries, des cours d'eau, etc. En outre, le gestionnaire de réseau veille à ne pas augmenter la longueur totale du réseau de transport aérien (standstill principe) : certaines lignes existantes pourront, le cas échéant et en fonction des possibilités, être supprimées ou enterrées à titre de compensation. Pour limiter l'impact visuel des nouveaux équipements, des pylônes de forme adaptée pourront être retenus.

En ce qui concerne la très haute tension, le développement des lignes 380kV sera généralement réalisé en aérien, pour des impératifs techniques et économiques.

Dans tous les cas de figure, le développement de nouvelles infrastructures se fait en veillant autant que possible à éviter les zones d'habitat et les zones protégées.

POSTES À HAUTE TENSION

Elia s'efforce d'optimiser l'utilisation des infrastructures en place et tend ainsi à maximiser l'emploi des postes existants.

Historiquement, des postes à haute et à très haute tension ont été implantés dans des zones agricoles. Par conséquent, on constate parfois une incompatibilité entre l'affectation actuelle de ces zones, d'une part, et l'exploitation et l'extension des postes qui y sont implantés, d'autre part. Elia a donc développé des politiques visant à minimiser l'impact environnemental de ces postes dans le cadre de leur exploitation ou de leur extension. Si de nouveaux postes doivent malgré tout être érigés, Elia veille à ce qu'ils s'intègrent dans des zones compatibles avec l'exploitation de ces installations ou suit les procédures nécessaires pour modifier l'affectation de ces zones, en accord avec les autorités compétentes.

POLITIQUE EN TERMES DE PERTES D'ÉNERGIE DANS LE RÉSEAU DE TRANSPORT

Elia tient compte de l'évolution des pertes d'énergie dans le réseau de transport et vise à les maintenir au niveau le plus bas possible³⁵.

Dans les choix de solutions pour le développement de réseau, cet objectif se traduit par exemple par le choix de niveaux de tension plus élevés, le choix de matériels (transformateurs, câbles, etc.) plus efficaces, par la rationalisation des infrastructures en place ou par le choix de modes efficaces d'opération du réseau.

POLITIQUE DE RÉDUCTION DES NUISANCES SONORES

La source majeure de bruit dans le réseau est liée au fonctionnement des transformateurs.

L'achat de transformateurs à faible niveau de bruit fait partie de la politique environnementale d'Elia depuis de nombreuses années. En outre, lors de la réalisation d'un nouveau poste ou du renforcement de la puissance de transformation d'un poste existant, une étude de bruit est réalisée. Sur base des mesures de bruit des transformateurs existants, une simulation de la situation envisagée après renforcement est réalisée afin d'estimer les niveaux de bruit associés. Ainsi, les éventuelles mesures de réduction de bruit, telles que la pose de murs antibruit, sont élaborées dès la conception du projet pour répondre aux normes de bruit imposées par les réglementations environnementales.

POLITIQUE DE PROTECTION DES EAUX ET DU SOL

Le grand volume d'huile minérale contenu dans les transformateurs constitue une source potentielle de pollution du sol, des nappes phréatiques et des eaux de surface.

Actuellement, la mesure de protection privilégiée consiste à équiper les transformateurs d'une cuve étanche de rétention de l'huile en béton : en cas d'accident sur un transformateur provoquant une fuite d'huile, la cuve en béton permet de récupérer l'huile et d'éviter ainsi qu'elle ne se répande dans la nature. Parallèlement, un séparateur d'hydrocarbure et un filtre à coalescence sont intégrés aux installations afin d'assurer l'évacuation propre des eaux de pluie.

La politique en vigueur consiste à équiper d'une cuve étanche de rétention d'huile tous les nouveaux transformateurs. Pour les transformateurs existants, Elia maintient ses efforts pour les encaver. Ceci se fait systématiquement à l'occasion de projets de grande envergure dans les postes.

POLITIQUE DE RÉDUCTION DE L'IMPACT VISUEL

Dans le cadre de la réalisation de nouveaux postes, un plan d'aménagement du site est réalisé en concertation avec les administrations compétentes. À cette occasion, une étude de l'impact paysager peut être réalisée. Elle vise à réduire l'impact visuel engendré par le poste, par exemple en plantant des écrans de verdure en son pourtour.

Par ailleurs, les réalisations modernes de poste sont actuellement fortement allégées du point de vue visuel par l'utilisation de jeux de barres tubulaires au lieu de jeux de barres en câbles tendus. Enfin, on examine au cas par cas la possibilité d'installations de type GIS (Gas Insulated Switchgear) plus compactes.

³⁵ « Rapport sur l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures de gaz et d'électricité en Belgique », conformément à l'Article 15.2 de la Directive européenne 2012/27/UE, 2015.

3.3.4. Sécurité

La sécurité de ses collaborateurs, de ses contractants et du public est une priorité absolue pour Elia, qui fait en sorte que ses installations soient aussi sûres que possible. Les efforts continus en vue d'améliorer la sécurité intrinsèque des installations portent leurs fruits et sont poursuivis sans relâche. Ceci conduit par exemple à compléter toutes les installations existantes de verrouillages, afin d'éviter les fausses manœuvres, et à équiper tous les pylônes des lignes aériennes de dispositifs limitant les conséquences d'une chute éventuelle lors de travaux d'entretien.

En outre, Elia tient également compte de l'élargissement de la législation d'application pour l'établissement de solutions de développement du réseau. L'Arrêté Royal du 2 juin 2008 concernant les prescriptions minimales de sécurité des anciennes installations électriques sur les lieux de travail est venu compléter le règlement général des installations électriques, la loi sur le bien-être au travail du 4 août 1996, le code sur le bien-être au travail rassemblant ses arrêtés d'exécution et le règlement général pour la protection au travail. Cette extension du contexte législatif est prise en considération dans l'élaboration de solutions de développement du réseau.

3.4. Programmation dynamique des investissements

Le portefeuille de projets d'infrastructure comprend des projets connus de longue date, identifiés grâce à des prévisions à long terme, et le traitement des besoins récemment identifiés (augmentation rapide de la consommation, équipement défectueux, raccordement d'un utilisateur du réseau, etc.).

Cette cohabitation implique un ajustement annuel du portefeuille (exercice d'arbitrage et de pilotage du portefeuille de projets). Étant donné les nombreuses incertitudes (évolution du mix énergétique, temps nécessaire pour l'obtention des permis,...), un équilibre doit être recherché entre différentes contraintes antagonistes.

D'un côté, les projets doivent être mis en œuvre suffisamment tôt pour rencontrer pleinement les besoins pour lesquels ils ont été définis (réponse à une évolution de la consommation, intégration du renouvelable, raccordement d'utilisateurs, etc.). D'un autre côté, ces projets ne doivent pas être initiés trop tôt, les hypothèses sous-jacentes à leur définition devant se confirmer, sous peine de créer des ouvrages inadaptés («stranded asset»). Une mise en œuvre trop rapide mobiliserait aussi de manière prématurée les ressources disponibles, le cas échéant aux dépens d'autres projets prioritaires.

Enfin, le portefeuille de projets dans son ensemble doit être compatible avec les ressources humaines et financières mobilisables dans le cadre réglementaire dans lequel le gestionnaire de réseau opère.

La réalisation opérationnelle des projets est donc organisée de manière flexible en fonction de cet exercice d'arbitrage régulier.

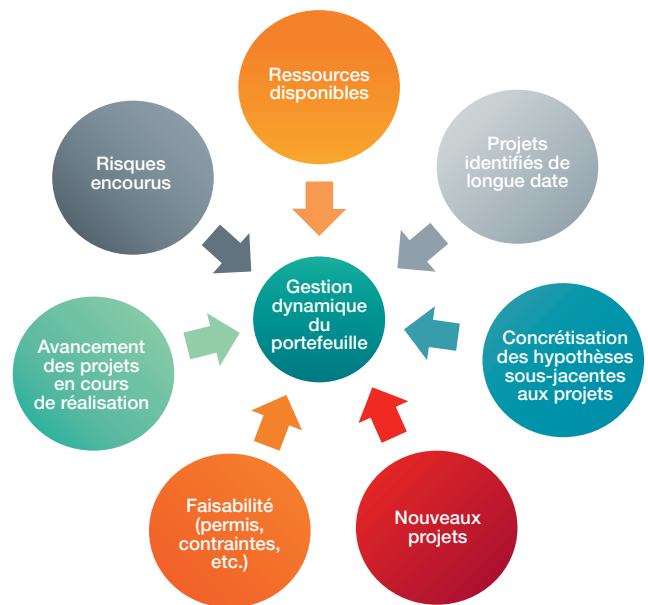


Figure 3.7: Gestion dynamique du portefeuille de projets



4

Scénarios pour le développement du réseau de transport

- 4.1 | Contexte
- 4.2 | Deux horizons temporels, cinq scénarios
- 4.3 | Tendances marquantes des paramètres d'entrée
- 4.4 | Tendances marquantes des simulations de marché
- 4.5 | Défis pour le futur

Le Plan de Développement fédéral tient compte des tendances déterminantes pour les besoins en matière de développement de réseau, mais est aussi assorti de sources d'incertitude : l'évolution de la consommation électrique, l'évolution des prix des combustibles et du CO₂, l'évolution du parc de production décentralisée et, plus spécifiquement, l'évolution de la part des différents types de sources d'énergie renouvelable (SER) et l'évolution du parc de production centralisée, plus précisément les parcs de production nucléaire et fossile.

Afin d'appréhender au mieux les facteurs externes influant sur l'évolution du réseau de transport, on a opté, dans le cadre du Plan de Développement fédéral, pour un certain nombre de scénarios très différents les uns des autres. Cette approche permet de définir un large éventail de situations pour lesquelles le développement ultérieur du réseau de transport doit être pris en considération. Ce chapitre passe brièvement en revue la méthode de travail suivie par Elia.

4.1. Contexte

Les hypothèses et scénarios de ce Plan de Développement fédéral reflètent autant que possible ceux utilisés pour le plan décennal de développement du réseau européen (TYNDP 2014) mis au point par ENTSO-E³⁶. Dans ce cadre, l'année 2030 est considérée comme la passerelle entre les objectifs européens en matière d'énergie pour 2020 et l'Energy Roadmap 2050.

Les scénarios de 2030 du TYNDP 2014 ont pour objectif d'être suffisamment contrastés et de créer un large cadre de possibilités pour l'avenir, qui débouchent sur différents défis pour le développement du réseau. Afin de limiter le nombre de scénarios à quatre, nous avons travaillé autour de deux axes, voir la figure 4.1 :

- en phase avec versus en retard par rapport à l'Energy Roadmap 2050 ;
- un cadre national versus un cadre européen.

Les scénarios nationaux sont construits de manière ascendante (bottom-up) et font donc appel aux différents GRT (gestionnaire du réseau de transport) pour fournir les données. Les scénarios européens, construits de manière descendante (top-down), sont livrés par un groupe d'experts sur base des lignes directrices et de paramètres complémentaires (limites) fournis par les différents GRT.

Pour l'horizon 2020, il est fait appel au scénario EU 2020 dont la définition est disponible dans le rapport de l'ENTSO-E intitulé Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF 2014)³⁷. Il s'agit d'un scénario construit de manière descendante (top-down) et qui repose sur le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables³⁸.

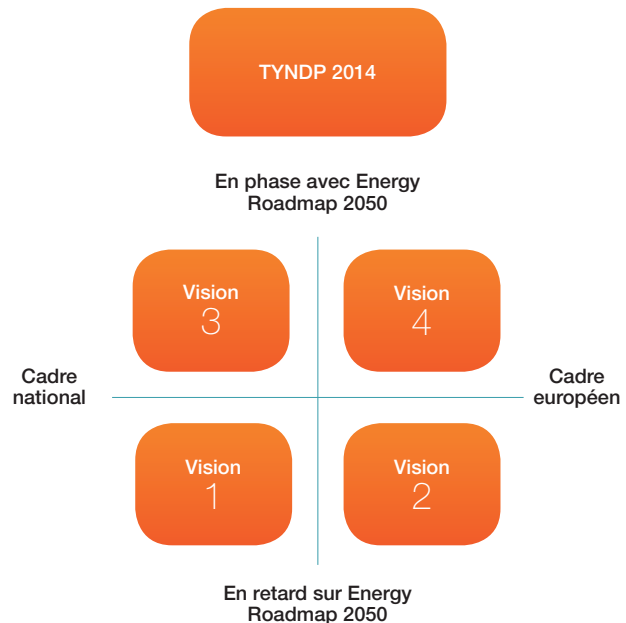


Figure 4.1: Aperçu des quatre scénarios du TYNDP 2014

³⁶ Dans le cadre du 3^e paquet énergie, le European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) publie un TYNDP (Ten-Year Network Development Plan) non contraignant tous les deux ans. La dernière version remonte à décembre 2014.

³⁷ La publication annuelle du Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) par ENTSO-E donne une estimation de l'évolution de la charge et de la production. La dernière version remonte à juillet 2015.

³⁸ Le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables en Belgique a été mis au point par le SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie dans le cadre de la directive 2009/28/CE et englobe des prévisions consolidées pour toute la Belgique.

Afin de fournir des données et paramètres nationaux pour la Belgique, Elia fait appel aux études et rapports existants. Les hypothèses sont mises au point sur base de « l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 »³⁹, aussi appelée deuxième étude prospective électricité (EPE2).

Quelques hypothèses du Plan de Développement s'écartent toutefois de certains aspects de l'EPE2, étant donné qu'il est tenu compte dans ce plan des nouvelles évolutions déterminantes qui se sont produites depuis la collecte de données pour la deuxième étude prospective électricité (EPE2) :

- dans l'EPE2, différents scénarios de base sont utilisés en raison de l'incertitude quant à la disponibilité des capacités nucléaires à l'horizon 2020 au moment de la réalisation de l'analyse quantitative (d'avril à septembre 2012). Dans le Plan de Développement, une seule option est considérée pour 2020 selon le cadre légal existant début 2015 (prolongation de Tihange 1 de 10 ans), voir paragraphe 4.3.3. ;
- dans l'EPE2, il est supposé que les objectifs belges du paquet législatif climat-énergie seront réalisés. La puissance installée des différents types de sources d'énergie renouvelable est déterminée par le modèle PRIMES. Pour le photovoltaïque (PV), cela revient à une puissance installée d'environ 1800 MW pour les scénarios de base. En raison de la croissance considérable du photovoltaïque ces dernières années, la puissance actuellement installée est supérieure aux prévisions. Pour le Plan de Développement, on reprend l'hypothèse selon laquelle les objectifs belges du paquet législatif climat-énergie sont réalisés, mais une autre ventilation des puissances installées est adoptée sur base des objectifs régionaux, voir paragraphe 4.3.2. ;
- dans l'EPE2, il est fait référence au « Plan Wathélet »⁴⁰, mais sa concrétisation n'est pas encore prise en compte (voir, entre autres, la première remarque). Dans le Plan de Développement, les mesures concrètes sont prises en compte dans les hypothèses, voir paragraphe 4.3.3.

Un certain nombre d'hypothèses du Plan de Développement fédéral s'écartent de l'EPE2, compte tenu du grand impact sur les résultats :

- les prévisions utilisées concernant les prix internationaux du combustible se basent sur une augmentation significative des prix du gaz naturel dans l'EPE2⁴¹. Les prix sur les différents marchés européens du gaz indiquent que les tarifs s'inscrivent plutôt dans une tendance à la baisse à l'horizon 2020. Pour la période postérieure à 2020, aucun prix n'est encore connu, mais une tendance à la baisse n'est pas non plus irréaliste, sans oublier la pression supplémentaire sur le prix du gaz naturel du fait de l'influence, par exemple, du gaz non conventionnel et le renforcement de l'arbitrage international via le GNL. Dans le cadre du Plan de Développement fédéral, une sensibilité pour cette hypothèse est prévue, voir à ce propos le paragraphe 4.3.4. ;
- dans le cadre de l'EPE2, 21 % de la marge de réserve est utilisée comme critère de fiabilité pour la sécurité d'approvisionnement. Le « Plan Wathélet » prévoit un critère de fiabilité LOLE de 3 heures dans des circonstances normales et de 20 heures dans des circonstances exceptionnelles. Pour l'horizon 2020, le court terme, ce critère est utilisé pour le Plan de Développement fédéral. Pour le long terme, l'horizon 2030, le critère selon le SO&AF est utilisé, voir paragraphe 4.3.3. ;
- la méthodologie utilisée par l'EPE2 impose un niveau d'importation de 5,8 TWh qui se base sur un contexte historique très différent des tendances de marché annoncées, qui indiquent des échanges commerciaux croissants dans la zone CWE. Dans le cadre du Plan de Développement fédéral, les pays limitrophes sont co-modélisés sur base des données collectées au sein d'ENTSO-E, et par conséquent le niveau des importations est déterminé par le modèle en tenant compte du parc de production supposé, voir le paragraphe 4.4. Enfin, l'hypothèse exogène d'une importation nette de 5,8 TWh postule aussi implicitement que l'énergie est disponible sur les marchés des pays limitrophes à des moments supposés ex ante sans que cela ne soit explicitement contrôlé. Il convient de tenir compte de cet élément dans le cadre de la problématique de la sécurité d'approvisionnement.

Pour un certain nombre d'hypothèses et d'idées déterminantes, l'EPE2 est utilisée comme source pour le Plan de Développement fédéral comme c'est le cas pour l'évolution de la consommation finale d'électricité et la répartition par secteur économique, l'hypothèse relative aux nouvelles unités au charbon, la supposition selon laquelle les objectifs belges du paquet législatif climat-énergie sont réalisés, etc.

39 L'« étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 » est établie par la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan conformément à la loi du 1^{er} juin 2005 relative à l'organisation du marché de l'électricité. L'étude analyse les futurs besoins en électricité ainsi que les moyens pour y répondre. Comme prévu 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, les hypothèses du Plan sont définies dans l'étude prospective électricité.

40 Le système électrique belge à la croisée des chemins : une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition, le 27 juin 2012.

41 L'EPE2 se base uniquement sur un scénario dans lequel le charbon est devant le gaz dans le merit order pour les différents horizons temporels. Cela signifie que le merit order actuel est préservé.

4.2. Deux horizons temporels, cinq scénarios

Pour identifier les investissements nécessaires dans le réseau, deux horizons sont examinés : 2020 et 2030. Pour 2020, un scénario est utilisé dans le cadre duquel des tendances caractéristiques de la demande d'électricité sont tracées et la meilleure estimation du parc de production est reprise. Pour identifier les incertitudes au sein du paysage énergétique belge, une analyse de sensibilité est ajoutée pour l'horizon 2020⁴². En revanche, les incertitudes sont nettement plus nombreuses pour le long terme, à l'horizon 2030, que pour le court terme, à l'horizon 2020. Elles comprennent, entre autres, la crois-

sance des sources d'énergie renouvelable, les prix du CO₂ et des combustibles, la réglementation nationale par opposition à l'internationale, la demande en électricité, etc. Afin de capter ces incertitudes, quatre scénarios ont été élaborés pour 2030.

Le scénario 2020 pour le Plan de Développement fédéral correspond au scénario EU 2020 dans le SO&AF 2014. La figure 4.2 illustre les principales idées pour le scénario EU 2020. Plus de détails sont disponibles dans le SO&AF 2014.

EU 2020

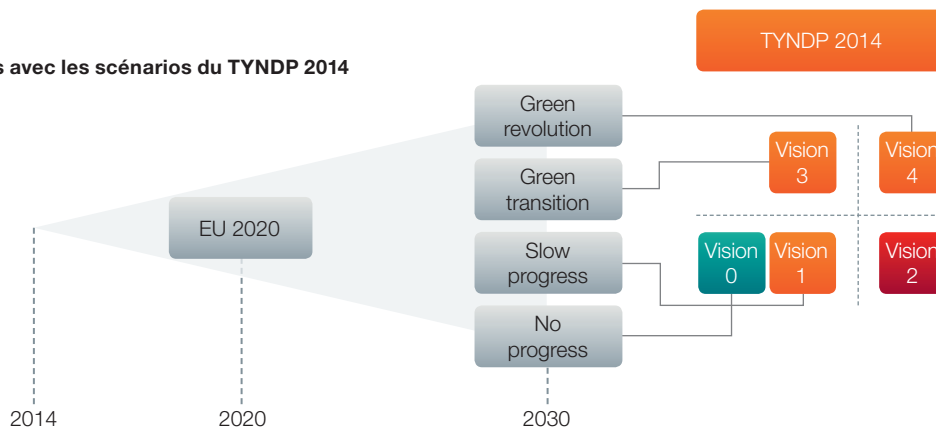
Ce scénario *top-down* donne une estimation des développements futurs potentiels en partant du principe que l'objectif de 2020 pour les sources d'énergie renouvelables est atteint. Le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables en Belgique qui prend en compte les objectifs européens 20-20-20 ou d'autres documents nationaux et politiques sont à la base de ce scénario. Dans ce cadre, la Belgique n'est pas autonome en matière de sécurité de l'approvisionnement.

Figure 4.2: Lignes directrices du scénario 2020

Les scénarios pour 2030 pour le Plan de Développement fédéral correspondent en grande partie à ceux du TYNDP 2014, à savoir la vision 1 «Slow progress», la vision 3 «Green transition» et la vision 4⁴³ «Green revolution» (voir figure 4.3). Le TYNDP 2014 décrit aussi une vision 2 'Money rules', mais, compte tenu des grandes similitudes avec la vision 1 pour la Belgique, la décision a été prise de ne pas en tenir compte

dans le Plan de Développement fédéral. La comparaison des scénarios sélectionnés dans le TYNDP 2014 avec les scénarios proposés dans l'EPE2 permet de définir un scénario complémentaire pour le Plan de Développement fédéral, à savoir la vision 0 «No progress». Le Plan de Développement englobe dès lors les principaux scénarios de l'EPE2⁴⁴.

Figure 4.3: Liens avec les scénarios du TYNDP 2014



La figure 4.4 reproduit les idées maîtresses des quatre scénarios sélectionnés pour le Plan de Développement fédéral. L'ensemble des lignes directrices des visions 1, 3 et 4 ainsi que l'élaboration de celles-ci peuvent être consultées dans le TYNDP 2014.

Les quatre scénarios sont suffisamment contrastés et proposent un large cadre de possibilités pour l'avenir. Aucun scé-

⁴² Il est toutefois nécessaire de signaler que les possibilités de réalisation d'interconnexions supplémentaires pour cet horizon sont limitées. De nombreux projets sont déjà prévus afin de renforcer les interconnexions au cours des prochaines années : Nemo, ALEGrO, le renforcement de la frontière nord, le renforcement de la frontière sud, la liaison entre la Belgique et le Luxembourg. En outre, il faut également tenir compte d'une durée d'environ 10 ans pour le développement de nouvelles liaisons transfrontalières.

⁴³ Dans la vision 4, en raison du caractère européen, une diminution de la capacité de back-up nationale est appliquée. Pour la Belgique, cette diminution est limitée à 1 unité au gaz de 460 MW dans le TYNDP 2014. Pour le Plan de Développement fédéral, une diminution supplémentaire de 3 unités au gaz est appliquée.

⁴⁴ Sur base de la comparaison entre la demande d'électricité, la puissance installée en SER et la puissance installée totale d'unités de production, il existe une similitude entre le scénario «No progress» du Plan de Développement et 18 %EE de l'EPE2, «Slow progress» et Nuc900, «Green transition» et RES+-. «Green revolution» dépasse la part de SER de l'EPE2 afin de satisfaire aux objectifs européens.

VISION 0 – NO PROGRESS

La vision 0 repose sur la vision 1, avec toutefois une différence de taille : la Belgique n'est pas autonome en matière de sécurité d'approvisionnement (comme dans la politique actuelle). Par ailleurs, une baisse de la demande d'électricité est prévue, ce qui se traduit par une capacité de back-up fournie par les unités au gaz plus faible.

VISION 1 – SLOW PROGRESS

Les conditions économiques et financières sont moins favorables et dès lors moins d'argent est disponible pour mettre en œuvre la politique énergétique existante et financer les avancées technologiques. Les prix du CO₂ et des combustibles sont basés sur la politique actuelle, si bien que le charbon a la priorité sur le gaz. On n'enregistre pas de grandes avancées en matière d'efficacité énergétique et de développement du transport, ce qui se traduit par une augmentation limitée de la demande d'électricité. Aucun effort n'est consenti en vue d'exploiter le potentiel de gestion de la demande. Le mix de production n'est pas en phase avec la réalisation de l'Energy Roadmap 2050, étant donné qu'aucune politique complémentaire n'est mise en œuvre après 2020. La capacité de back-up provient des unités au gaz et est déterminée au niveau national. En d'autres termes, la Belgique est autonome sur le plan de la sécurité d'approvisionnement.

VISION 3 - GREEN TRANSITION

Les conditions économiques et financières sont favorables et de l'argent est disponible pour mettre en œuvre la politique existante en matière d'énergie et financer les avancées technologiques. L'absence d'un cadre européen solide s'oppose à l'introduction d'une conception fondamentalement neuve du marché afin de tirer pleinement parti des avancées technologiques. Les prix du CO₂ et des combustibles sont basés sur une nouvelle politique (scénario 450 IEA WEO 2011), si bien que le gaz a la priorité sur le charbon. On enregistre des avancées en matière d'efficacité énergétique et de développements du transport. L'électrification dépasse les réalisations en matière d'efficacité énergétique, ce qui se traduit par une augmentation de la demande électrique. Le potentiel de gestion de la demande est en partie exploité pour les fluctuations de la demande journalière. Une politique complémentaire en matière d'énergie renouvelable est mise en œuvre après 2020. La capacité de back-up provient d'unités au gaz et du stockage et est déterminée au niveau national. Autrement dit, la Belgique est autonome sur le plan de la sécurité d'approvisionnement.

VISION 4 - GREEN REVOLUTION

La vision 4 se base sur la vision 3, mais s'en démarque par une différence de taille, à savoir l'introduction d'un cadre européen solide qui induit des investissements plus importants dans les énergies renouvelables et une progression plus nette des nouvelles technologies. La demande d'électricité dépasse la valeur de la vision 3 et le potentiel de gestion de la demande est totalement exploité pour les fluctuations de demande journalière. Une politique complémentaire en matière d'énergie renouvelable est mise en œuvre après 2020 pour atteindre les objectifs de décarbonisation à l'horizon 2050. La capacité de back-up provient des unités au gaz et du stockage, mais est déterminée par l'Europe, si bien qu'elle peut être réduite par rapport à la vision 3.

Figure 4.4: Lignes directrices des scénarios 2030

nario n'est considéré comme référence ainsi qu'aucune probabilité n'est associée aux différents scénarios. Les scénarios sont le fruit de l'interaction avec les parties prenantes⁴⁵ et ne représentent donc pas seulement la vision des GRT. Les données fournies par Elia pour la Belgique suivent le mieux possible les lignes directrices imposées par le TYNDP 2014 afin de conserver la cohérence avec les autres États membres. Pour ce faire, Elia fait appel aux études et rapports existants.

L'utilisation de quatre scénarios esquissant un vaste cadre pour l'avenir est très différente de la méthodologie mise en œuvre dans le cadre du précédent Plan de Développement fédéral. Ce dernier associait différentes hypothèses en matière de consommation et de moyens de production centralisée (fossiles et nucléaires), ce qui débouchait sur un total de seize scénarios. L'avantage de l'utilisation d'un nombre réduit de scénarios réside dans la plus grande certitude que l'avenir figure dans le cadre esquissé ainsi que dans la vue d'ensemble simplifiée des différents scénarios et conclusions. La nécessité de procéder à des investissements apparaît clairement dans les différents scénarios⁴⁶, mais compte tenu de leur caractère extrême, ils peuvent influencer sur le calendrier. Lorsque, par exemple, un investissement résulte de la forte croissance des

⁴⁵ Pour l'élaboration du TYNDP, l'ENTSO-E fait appel à des stakeholders externes. Pour rassembler les connaissances des stakeholders, différentes initiatives sont lancées (consultation publique, workshops, réunions, ...). Dès lors, les scénarios élaborés au sein du TYNDP constituent une bonne base pour le Plan de Développement fédéral.

⁴⁶ Dans le TYNDP 2014, pour les projets d'interconnexion, une analyse coût-bénéfice est réalisée pour différents scénarios. Les chiffres principaux sont repris dans le chapitre 5.

sources d'énergie renouvelable, la puissance installée donne dans les scénarios «Green transition» et «Green revolution» une estimation du timing (pas par définition l'année 2030 pro-

posée pour les scénarios). Les paramètres déterminants, voir la figure 4.5, responsables des plus grandes différences entre scénarios, sont examinés en détail dans le paragraphe suivant.

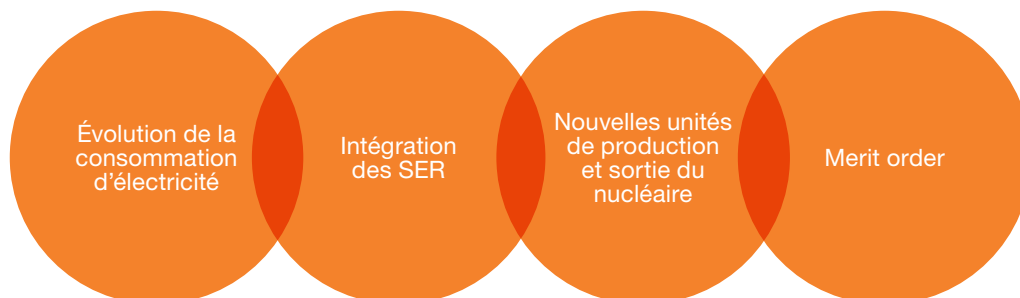


Figure 4.5: Paramètres déterminant les plus grandes différences entre les scénarios

4.3. Tendances marquantes des paramètres d'entrée

Ce paragraphe énonce les principaux paramètres des différents scénarios ayant un impact majeur. Dans les grandes lignes, il est possible de prévoir l'orientation suivie par le marché européen de l'électricité, mais il reste, par définition, des incertitudes entre autres sur la demande d'électricité, la composition du parc de production et les prix des combustibles et du CO₂.

4.3.1. Incertitude quant à la demande d'électricité

Les incertitudes relatives à l'évolution de la consommation finale d'électricité exercent pour le moment un impact limité sur le réseau de transport d'électricité pour les niveaux de tension de 380 kV à 110 kV.

Cependant, il est très probable que la société connaisse à l'avenir plusieurs changements dont l'incidence sur l'évolution de la demande est difficile à évaluer. L'incertitude relative à la consommation finale d'électricité a principalement trait aux quatre éléments suivants :

- l'évolution de la croissance économique et démographique, et son effet sur la demande électrique ;
- l'impact des mesures qui visent une meilleure maîtrise de la demande électrique dans le cadre des objectifs européens en matière d'efficacité énergétique, et la réaction des consommateurs à ces mesures ;
- l'évolution des prix des combustibles et du CO₂ ;
- l'impact de nouvelles applications dans la consommation d'électricité comme l'utilisation de véhicules électriques ou de pompes à chaleur et gestion de la demande.

Dans le cadre de ce Plan de Développement fédéral, il est fait abstraction de ces incertitudes en définissant différentes variantes pour la demande. À la lumière des incertitudes dont il est question ci-dessus, ces variantes doivent être suffisamment différentes les unes des autres afin de couvrir un large éventail d'évolutions possibles de la demande⁴⁷ d'électricité.

Les chiffres de croissance utilisés sont déduits de deux scénarios de l'étude prospective électricité. Pour les chiffres de croissance du scénario «No progress», les chiffres de croissance du scénario 18 %EE sont utilisés, à savoir -0,28 % entre 2010 et 2020 et 0,14 % entre 2020 et 2030⁴⁸. Pour les chiffres de croissance des scénarios «Slow progress», «Green transition» et «Green revolution», les chiffres de croissance du bureau de consultation IHS CERA⁴⁹ sont utilisés jusqu'à 2020. Pour le scénario «Slow progress», aucune croissance supplémentaire n'est attendue après 2020. Pour les scénarios «Green transition» et «Green revolution», une croissance moyenne de 0,76 % est appliquée à partir de 2020. Ce chiffre correspond à la croissance moyenne entre 2010 et 2030 du scénario Nuc-1800. Une correction est toutefois encore appliquée pour la part dédiée aux véhicules électriques et pompes à chaleur, comme défini dans les lignes directrices des visions au sein du TYNDP 2014 (voir tableau 4.1).

⁴⁷ La définition de la demande utilisée et reprise dans le Plan de Développement fédéral est la charge totale sur le réseau belge (réseau Elia, réseau de distribution sous-jacent et déperditions d'électricité). Il s'agit d'une définition autre que celle utilisée dans le rapport annuel ou sur le site Web d'Elia.

⁴⁸ Dans le scénario 18%EE (EPE2), il y a une légère diminution jusqu'en 2025, suivie d'une légère augmentation jusqu'en 2030. Dans le Plan de Développement fédéral, l'accent est uniquement mis sur 2020 et 2030, où un comportement linéaire est supposé entre 2010 et 2020 d'une part, et entre 2020 et 2030 d'autre part.

⁴⁹ Les chiffres de croissance de l'IHS CERA tiennent compte des récentes évolutions de la consommation et des fluctuations conjoncturelles pertinentes pour l'horizon à court terme. Ces chiffres de croissance sont également utilisés dans le cadre du dossier tarifaire.

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE

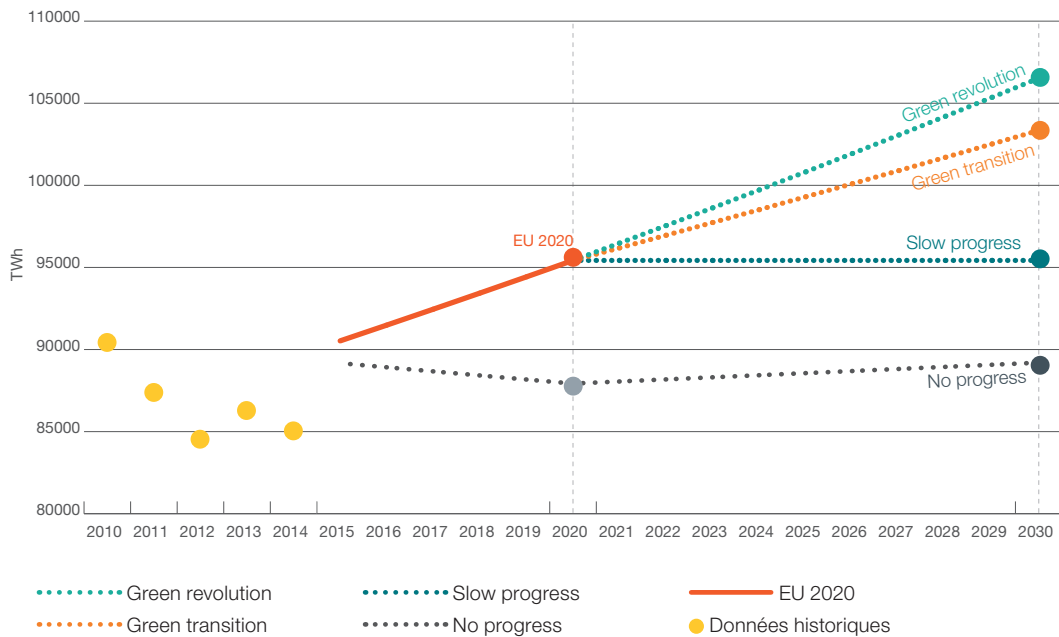


Figure 4.6: Évolution de la demande d'électricité

La figure 4.6 résume le large éventail des évolutions possibles de la demande pour 2020 et 2030. L'éventail comprend une croissance moyenne par an de la demande d'électricité allant de -0,07 % par an (scénario «No progress») à 0,81 % par an (scénario «Green revolution») entre 2010 et 2030.

L'année 2010 est utilisée comme base pour l'application des chiffres de croissance, conformément à l'étude prospective électricité. Sur le graphique, pour la période entre 2010 et 2014⁵⁰, les valeurs historiques sont toutefois tracées. Il semble qu'une diminution de la demande d'électricité ait été observée au cours de ces dernières années.

Les prévisions sur l'évolution de la consommation finale d'électricité par secteur économique sont aussi issues de l'étude prospective électricité pour les scénarios Nuc-1800 et 18 %EE. Les détails sont consultables dans l'EPE2.

Le tableau 4.1 donne un aperçu d'un certain nombre de paramètres à l'origine d'une grande incertitude concernant la consommation finale d'électricité. Pour les différents scénarios, le niveau d'influence sur le profil de consommation est indiqué⁵¹. Les véhicules électriques et les pompes à chaleur conduisent à une augmentation de la demande d'électricité. La gestion de la demande conduit à une baisse de la demande de pointe ainsi qu'à un changement du profil de consommation. En dépit du fait que la politique en matière d'énergie de l'Union européenne vise une amélioration de l'efficacité énergétique, l'électrification du système mène à une augmentation de la demande d'énergie par rapport à 2010 pour tous les scénarios, à l'exception du scénario «No progress».

50 Pour les données historiques, des données sont fournies par l'observatoire de l'énergie. Pour l'année 2014, les données ne sont pas encore définitives, mais une estimation est réalisée.

51 Ces chiffres sont le résultat d'un workshop avec des stakeholders externes dans le cadre du TYNDP 2014 et correspondent aux lignes directrices élaborées pour les différentes visions.

	VISION 0 No progress	VISION 1 Slow progress	VISION 3 Green transition	VISION 4 Green revolution
Gestion de la demande	Non utilisée 0 %	Non utilisée 0 %	Utilisée partiellement 2,5 %	Totalement utilisée 5 %
Véhicules électriques	Pas d'avancées 5 %	Pas d'avancées 5 %	Rechargeables (chargement flexible) 10 %	Rechargeables (chargement flexible et production) 15 %
Pompes à chaleur	Niveau minimum 1 %	Niveau minimum 1 %	Niveau intermédiaire 5 %	Niveau maximum 9 %

Tableau 4.1: Aperçu des paramètres influant sur la demande d'électricité

Les effets de substitution entre les différentes formes d'énergie, comme l'introduction de véhicules électriques et/ou de pompes à chaleur, exercent une influence non seulement sur le total de la consommation finale d'électricité, mais également sur les profils de consommation, et plus précisément sur la demande de pointe en électricité. La figure 4.7 donne l'éventail des évolutions possibles de la demande de pointe en électricité pour les différents scénarios. L'éventail comprend une croissance moyenne par an de la demande de pointe allant de -0,27 % (scénario «No progress») à 0,48 % (scénario «Green revolution») entre 2010 et 2030.

C'est surtout la demande de pointe en électricité qui est importante dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement. Ce sujet est développé ci-avant au paragraphe 4.3.3.

L'influence de la température sur la demande d'électricité en Belgique se limite aujourd'hui à 100 MW/°C. Dans le cas d'introduction des pompes à chaleur pour le chauffage des habitations, cette influence augmentera.

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE DE POINTE

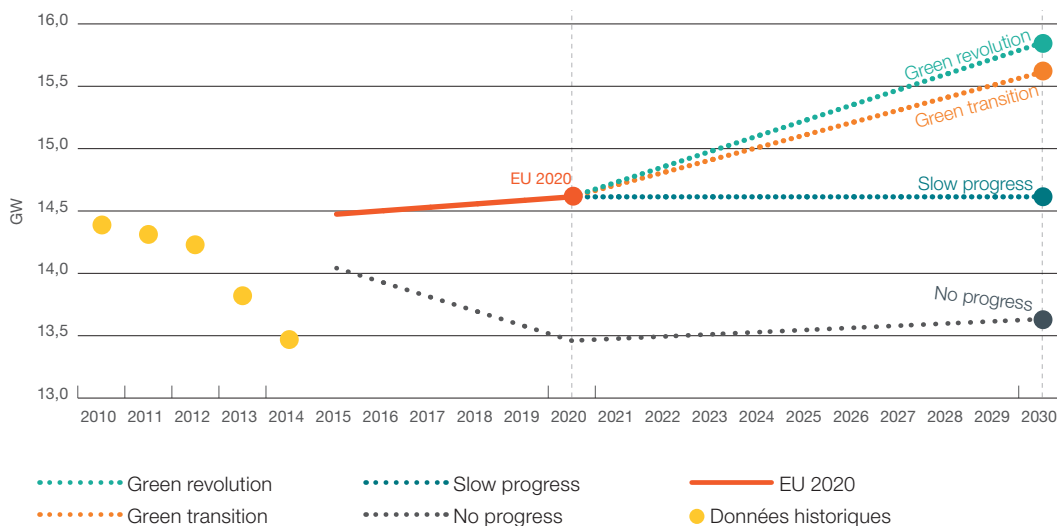


Figure 4.7: Évolution de la demande de pointe

4.3.2. Avènement des sources d'énergie renouvelable

Le raccordement au réseau de sources d'énergie renouvelable appelle un renforcement du réseau de transport. La mesure dans laquelle la capacité du réseau de transport doit être augmentée dépend des possibilités de contrôle de ces unités de production, leur ampleur, leur localisation, leur caractère variable et le niveau de tension auquel elles sont raccordées.

Le Plan de Développement fédéral part du principe que les objectifs adoptés dans le cadre du paquet climat-énergie européen concernant la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie peuvent être réalisés en 2020. Cependant, il existe encore des incertitudes quant à la contribution des différentes sources d'énergie renouvelable (SER) à la réalisation des objectifs européens en matière d'énergie. L'évolution des différentes SER est répertoriée dans le Plan de Développement fédéral sur la base du Plan d'action national

en matière d'énergies renouvelables en Belgique. Étant donné que ce plan remonte à 2010 et qu'un certain nombre de chiffres ne sont plus réalistes, quelques ajustements ont été opérés sur base des plans régionaux⁵².

Afin d'atteindre ces objectifs, les Régions ont pris des initiatives importantes concernant le soutien des énergies renouvelables. La figure 4.8 donne un aperçu des capacités de SER installées pour 2020.

52 Pour la Flandre, le scénario PRO de l'étude 'Prognoses voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020' (pronostics pour l'énergie renouvelable et la cogénération jusqu'en 2020) est utilisé comme source. Cette étude est réalisée par l'Institut flamand pour la recherche technologique (VITO) à la demande de l'Agence flamande de l'énergie. Pour la Wallonie, l'étude 'Actualisation 2009 du Plan pour la Maîtrise Durable de l'Énergie' (PMDE) est utilisée comme source.

Bien que les États membres de l'UE peuvent utiliser les mécanismes de flexibilité qui leur permettent de réaliser leur objectif sur un territoire autre que leur territoire national, on suppose que l'objectif de 13 %⁵³ pour le territoire belge est atteint afin de pouvoir correctement évaluer les investissements qui doivent être consentis dans le réseau de transport dans une telle optique.

Après 2020, aucun objectif SER concret n'est fixé pour chaque Etat membre, ce qui s'exprime par différentes évolutions des différents scénarios :

- «No progress» et «Slow progress»: après 2020, aucune nouvelle initiative n'est plus déployée, de sorte que la capacité installée en SER reste stable par rapport à 2020 ;
- «Green transition» : il y a une poursuite de la croissance de l'éolien onshore, de photovoltaïque (PV) et de biomasse comme durant la période 2010-2020. Pour l'éolien offshore, le chiffre de 4 GW comme proposé auparavant dans l'étude NSCOGI⁵⁴ est repris. La partie de la production «au fil de l'eau» reste constante ;
- «Green revolution» : pour satisfaire aux objectifs européens relatifs au climat et à l'énergie pour 2030⁵⁵ (conformément à la définition de la vision 4 européenne descendante (top-down)), une capacité supplémentaire est attribuée à chaque État membre sur la base de certaines directives et conditions préalables. Pour la Belgique, cela se traduit par plus d'éolien onshore, de PV et de biomasse, ce qui n'est pas impossible selon les différentes études de potentiel.

La figure 4.9 donne un aperçu de la capacité installée en SER dans les différents scénarios pour 2030.

CAPACITÉ INSTALLÉE EN SER POUR 2020

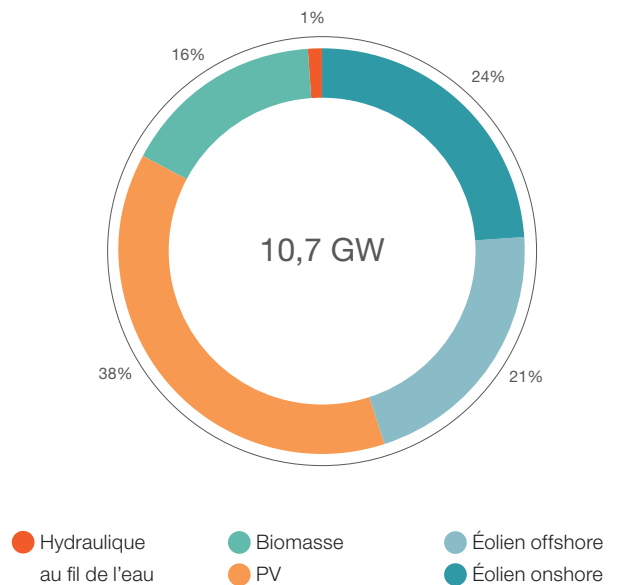


Figure 4.8: Capacité installée en SER pour 2020

CAPACITÉ INSTALLÉE EN SER POUR 2030

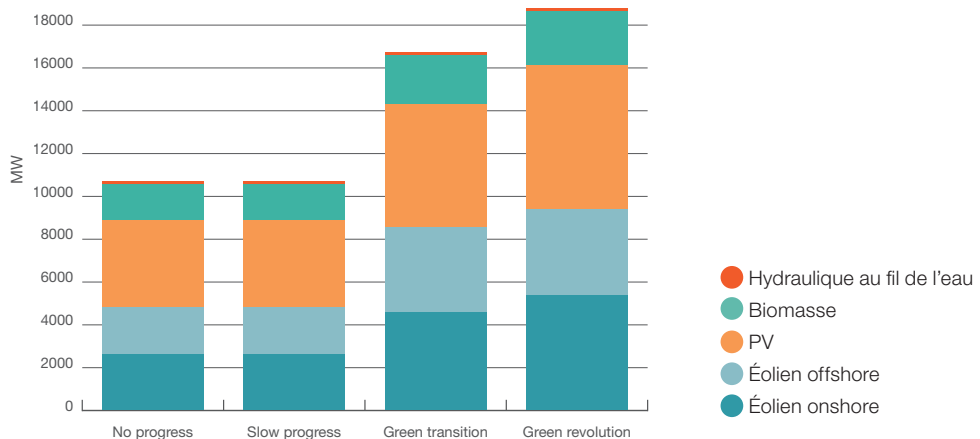


Figure 4.9: Capacité installée en SER dans les différents scénarios pour 2030

53 Pour ce qui concerne les sources d'énergie renouvelable, l'exécution du paquet législatif climat-énergie débouche sur les obligations suivantes pour la Belgique : une part de SER de 13 % dans la consommation d'énergie finale brute en 2020 et de 10 % dans le secteur des transports en 2020.
 54 North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI) : dans le scénario de référence, 3,1 GW d'éolien offshore pour la Belgique est proposé pour 2030, alors que le scénario RES+ avance une puissance installée de 4 GW.

55 Réduire l'émission de gaz à effet de serre de 40 % par rapport au niveau de 1990, un objectif à force obligatoire d'au moins 27 % d'énergie durable pour l'ensemble de l'UE, de nouvelles ambitions pour la politique en matière d'efficacité énergétique, un nouveau système de gouvernance et une série de nouveaux indicateurs pour garantir un système énergétique concurrentiel et sûr, où l'objectif d'interconnexion est de 15 % pour 2030. Ce sont les piliers de la nouvelle réglementation cadre de l'UE en matière de climat et d'énergie pour 2030 que la Commission européenne présente (octobre 2014).

SORTIE DU NUCLÉAIRE : PUISSANCE INSTALLÉE

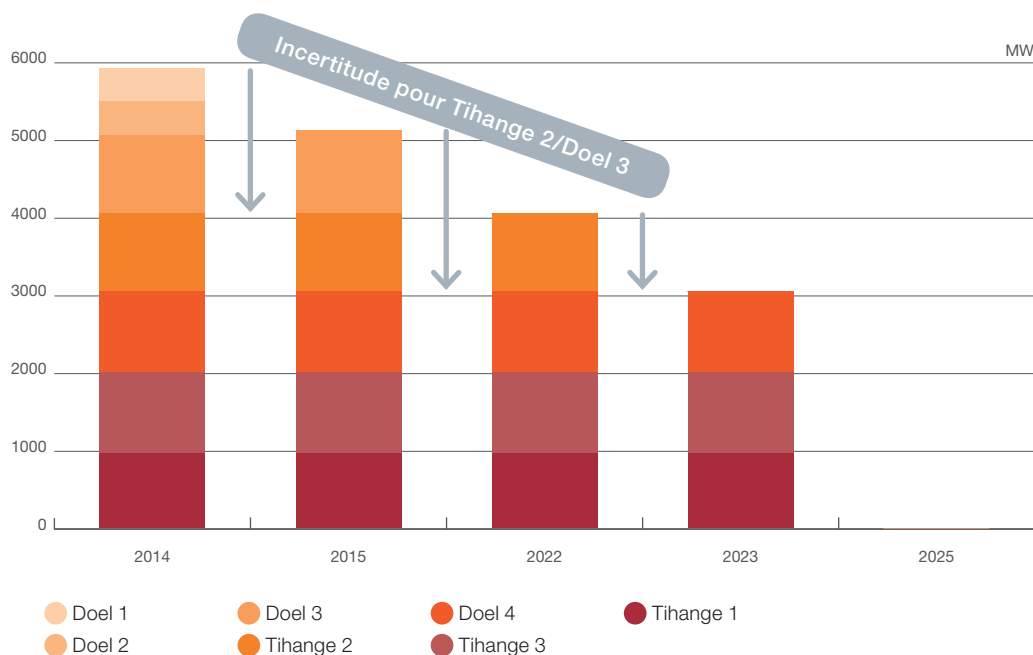


Figure 4.10: Capacité installée des unités nucléaires

4.3.3. Besoin de nouvelles unités de production

SORTIE DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

La sortie du nucléaire est conforme aux dispositions légales existant début 2015. Elle englobe la prolongation de Tihange 1 de 10 ans⁵⁶. La figure 4.10 illustre la sortie progressive du nucléaire, avec une sortie complète prévue pour 2025. Pour les scénarios du Plan de Développement fédéral, cela revient à une puissance installée des unités nucléaires de 5060 MW pour l'année 2020 et de 0 MW pour les scénarios 2030.

Les problèmes liés à la cuve du réacteur des centrales Doel 3 et Tihange 2 jettent un doute sur la disponibilité ou non de ces centrales. L'influence sur la puissance installée en capacité nucléaire est reproduite à la figure 4.10. Cette incertitude a conduit au vote d'une loi visant à prolonger la vie de Doel 1 et Doel 2 de 10 ans. L'AFN (Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire) doit encore donner son consentement après vérification de la sécurité des deux centrales.

La sensibilité de l'incertitude relative à la disponibilité des centrales nucléaires est testée pour le scénario 2020. Pour garantir la sécurité d'approvisionnement en Belgique, l'incertitude de la disponibilité des unités nucléaires a un impact sur la nécessité d'unités de gaz existantes ou nouvelles et/ou d'autres mesures telles qu'une demande flexible. Ce point est expliqué plus en détail dans le paragraphe suivant.

BESOIN DE NOUVELLES UNITÉS AU GAZ

Contexte général

Le développement du réseau 380/220/150 kV et celui du parc de production belge ont été concomitants de sorte que l'énergie produite puisse être transportée le plus efficacement possible aux consommateurs. Compte tenu de ce contexte historique, le développement du réseau est particulièrement sensible aux modifications intervenant :

- dans le parc de production, à savoir au niveau de sa structure et de la localisation des unités de production ;
- dans l'exploitation de ces unités.

Dans un marché de l'électricité libéralisé, où le transport et la production d'électricité sont séparés, le gestionnaire de réseau ne dispose plus de connaissances complètes, préalables et sûres sur le comportement et les plans d'investissements des producteurs. Ces derniers utilisent en effet souvent une logique économique orientée avant tout sur le marché et, dans une moindre mesure, sur le transport de l'énergie qu'ils produisent.

D'une part, la décision de construire de nouvelles unités de production est dorénavant prise par chaque producteur séparément. Qui plus est, les producteurs peuvent élaborer des plans pour la construction de nouvelles unités sans qu'ils ne soient tenus de faire connaître leurs projets longtemps à l'avance.

⁵⁶ Il s'agit d'une des mesures du « Plan Wathelot » qui a été prise par le précédent Gouvernement pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

Pour la construction d'une nouvelle centrale au gaz, un délai de 4 ans est généralement prévu. Les renforcements du réseau qui seraient nécessaires au raccordement de ces nouvelles unités et à leur intégration dans le réseau de transport ne peuvent être réalisés dans ces délais⁵⁷. Cette situation impose au gestionnaire de réseau de transport d'anticiper les informations sur les projets de nouvelles centrales, en évaluant le mieux possible leur nombre et leur emplacement (voir chapitre 5).

Par ailleurs, il n'est pas exclu que les producteurs ferment certaines centrales pour des raisons techniques et/ou économiques, et qu'ils fassent connaître leurs intentions dans des délais incompatibles avec le temps nécessaire pour aménager la nouvelle infrastructure de transport de l'électricité et pour conserver la fiabilité du réseau dans la foulée de ces fermetures.

Dans ce contexte d'incertitude, les autorités sont investies de la mission d'établir un cadre de référence, l'étude prospective électricité, devant servir d'orientation pour les instances compétentes dans le domaine de l'énergie et pour les acteurs qui veulent investir dans ce secteur.

Les autorités ont en outre le droit, si nécessaire, de lancer des appels d'offres publics pour les investissements dans la capacité de production pour des raisons relatives à la sécurité d'approvisionnement, l'accès à l'énergie pour tous, une gestion rationnelle des ressources énergétiques et la limitation de leur incidence environnementale, etc.

Pour ce qui est de l'évolution des centrales traditionnelles utilisant des combustibles fossiles, le gestionnaire de réseau dispose d'une visibilité très limitée sur les projets d'investissement et les projets de mise hors service des producteurs. Pour la mise hors service de centrales, le règlement technique prévoit un délai de préavis de seulement 15 mois. Pour les projets de nouvelles centrales, le gestionnaire de réseau dispose d'une liste de projets en préparation. L'expérience à ce jour nous apprend toutefois qu'un grand nombre de ces projets n'aboutissent jamais à des décisions de construction définitive. Par ailleurs, la plupart de ces projets accusent d'importants retards en raison de problèmes d'autorisation ou du fait de mouvements de fusion et d'acquisition.

Dans ce contexte, ce Plan de Développement tient compte de l'évolution des moyens de production centralisés en :

- identifiant les futures mises hors service, sur la base de trois piliers (la durée de vie restante des unités de production, l'information formelle et informelle des producteurs) ;
- élaborant des scénarios avec des concrétisations possibles de nouvelles unités de production utilisant des combustibles fossiles en Belgique.

Afin d'obtenir une bonne vue d'ensemble de l'éventuel futur développement de la production centralisée à partir de combustibles fossiles, le Plan de Développement tient compte des éléments suivants :

- les informations des contrats annuels conclus dans le cadre de la coordination du raccordement des unités de production ;
- les données (date de mise en service et caractéristiques techniques) des projets qui ont trait à de nouvelles unités de production, rassemblées dans le cadre de la procédure du SPF compétent pour l'attribution des autorisations de celles-ci, dans le cadre de leur demande de raccordement qui sont soumises au gestionnaire du réseau de gaz et au gestionnaire de transport d'électricité, et via l'échange d'informations avec des producteurs ou via les médias ;
- l'information sur la mise hors service d'unités existantes qui est collectée par les producteurs et sur la base de l'évolution du contexte légal belge et européen.

Par ailleurs, toutes les informations pertinentes des distributeurs, clients directs et fournisseurs sont aussi utilisées pour compléter cet exercice.

Contexte actuel

Le grand avènement de l'énergie renouvelable entraîne une chute du nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge des unités traditionnelles au gaz, qui fait par conséquent peser une menace sur la rentabilité de ces unités. Cette évolution débouche déjà aujourd'hui sur des (annonces de) fermetures de différentes unités au gaz.

Par ailleurs, les sources d'énergie renouvelable n'ont pas les mêmes propriétés que les unités traditionnelles au gaz. En effet, en raison de leur caractère intermittent, il convient toujours de conserver une capacité en back-up.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique à l'avenir dans ce contexte, en combinaison avec la sortie progressive du nucléaire, le précédent Gouvernement a arrêté plusieurs mesures⁵⁸ :

- prolongation de Tihange 1 ;
- introduction des réserves stratégiques ;
- adjudication pour 800 MW de nouvelles centrales au gaz⁵⁹ ;
- soutien au renforcement des interconnexions (cette mesure est importante pour le chapitre 5).

⁵⁷ Dans ce cas, des solutions provisoires sont recherchées, comme un accès flexible.

⁵⁸ Ces mesures sont mieux connues sous le nom de «Plan Wathélet». Conformément à l'accord Gouvernemental (octobre 2014), le Gouvernement examinera l'opportunité de la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité afin de conserver des capacités existantes et d'en installer de nouvelles. Le Gouvernement révisera l'opportunité de l'actuelle demande d'offres pour de nouvelles centrales au gaz et évaluera également les réserves stratégiques pour les adapter à l'éventuel nouveau mécanisme de capacité. La décision a un impact possible sur l'hypothèse du scénario EU 2020.

⁵⁹ Bien que le Gouvernement actuel n'ait encore pris aucune décision au sujet de l'adjudication de 2 nouvelles centrales au gaz, le Plan de Développement tient néanmoins compte de ces nouvelles unités d'ici 2020, sous la forme ou non d'une adjudication.

L'introduction des réserves stratégiques peut représenter une solution à court terme, alors que l'adjudication de 800 MW pour de nouvelles unités au gaz et le soutien au renforcement des interconnexions à moyen et long terme sont importants.

Impact sur les différents scénarios

Dans le cadre des réserves stratégiques, Elia effectue chaque année une analyse probabiliste de la sécurité d'approvisionnement⁶⁰ qui donne une estimation de la diminution de la capacité de production installée pour les prochaines années, sur la base de la sortie du nucléaire et de la fermeture temporaire ou définitive annoncée des différentes centrales. Selon les estimations, la capacité installée diminuera de 2800 MW (soit plus de 20%) entre 2014 et 2017, dont plus de 50% d'unités de production au gaz.

L'analyse révèle la nécessité de disposer d'un volume déterminé de réserves stratégiques pour les hivers à venir afin de satisfaire aux critères d'adéquation⁶¹ définis par la loi. La dernière analyse comprend des chiffres jusqu'à l'hiver 2017-2018.

Dans le cadre du Plan de Développement fédéral, une analyse similaire est répétée pour 2020⁶². Deux nouvelles centrales au gaz sont prises en compte, tandis que les fermetures annoncées pour l'hiver 2017-2018 sont utilisées. Il ressort de l'analyse que des réserves stratégiques sont nécessaires pour respecter les critères de sécurité d'approvisionnement. En tenant compte de ces réserves stratégiques, la totalité des unités au gaz existantes en Belgique atteint 4000 MW⁶³ pour 2020, dans l'hypothèse de la sortie légale du nucléaire existante au début de 2015.

Une autre méthodologie a été appliquée pour définir le nombre d'unités de production au gaz dans les différents scénarios pour 2030 en raison des incertitudes plus importantes à long terme.

La méthode déterministe développée au sein d'ENTSO-E est utilisée à ce niveau. La figure 4.11 clarifie la méthode déterministe qui, sur la base de la comparaison entre 'Remaining Capacity' et 'Adequacy Reference Margin', détermine si le pays dépend ou non de l'étranger pour satisfaire la demande au moment analysé. La 'Remaining Capacity' est égale à la puissance installée du parc de production dont la capacité 'Non Usable' est soustraite, tout comme la capacité d'unités thermiques indisponibles suite à un entretien ou un incident, les services auxiliaires et la charge au moment étudié.

Le tableau 4.2 donne un aperçu de la puissance installée des unités de production au gaz existantes considérées (y compris les réserves stratégiques), le nombre de nouvelles centrales à vapeur et au gaz, le nombre de nouvelles turbines au gaz et les critères de sécurité d'approvisionnement considérés pour le scénario 2020 et les différents scénarios 2030.

La détermination du nombre d'unités au gaz sur base des critères de sécurité d'approvisionnement est une autre approche que celle utilisée dans le Plan de Développement 2010-2020, dont 4 variantes différentes du nombre de nouvelles unités ont été présentées. L'approche actuelle fournit des situations plus extrêmes pour la nécessité de nouvelles unités au gaz, principalement en raison de l'hypothèse d'une autonomie⁶⁴ ou non.

SENSIBILITÉ POUR LE SCÉNARIO 2020

Pour le scénario 2020, la sortie du nucléaire est conforme aux prescriptions légales existant au début de 2015 et est associée à deux nouvelles centrales au gaz. Étant donné l'incertitude de ces hypothèses, certaines sensibilités sont examinées dans le cadre du Plan de Développement.

Étant donné les problèmes persistants des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2, une indisponibilité éventuelle de 2000 MW supplémentaires de capacité nucléaire n'est pas inconcevable. Dans ce cas, la prolongation de la durée de fonctionnement de Doel 1 et Doel 2 (900 MW) peut réduire la capacité indisponible à 1100 MW.

Dans le contexte actuel (tel qu'esquissé ci-dessus), il est possible qu'aucune nouvelle centrale au gaz n'entre en service pour 2020. Dans ce cas, on assiste à une diminution de 900 MW de capacité installée par rapport à l'hypothèse pour le scénario 2020. D'autre part, plusieurs nouvelles centrales peuvent également entrer en service (moyennant ou non des mesures de soutien supplémentaires), bien que cela soit moins probable dans le contexte actuel⁶⁵.

60 http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Securite_des_approvisionnements_en_energie/reserve_strategique_electricite/#.VbjePfnIWG8

61 Critères d'adéquation : LOLÉ de 3 h dans des circonstances normales et LOLÉ de 20 h dans des circonstances extrêmes (P95).

62 L'analyse pour 2020 est effectuée sur base des données actuellement disponibles. Une analyse plus détaillée sera réalisée dans le cadre des calculs annuels destinés à déterminer la nécessité de réserves stratégiques.

63 Les 4000 MW ne comprennent pas la cogénération au gaz.

64 Dans cette analyse, l'autonomie implique des circonstances normales et non extrêmes.

65 Le paragraphe 5.3. donne un aperçu des projets avec une étude détaillée, pour un total de 3150 MW et des investissements nécessaires qui y sont associés.

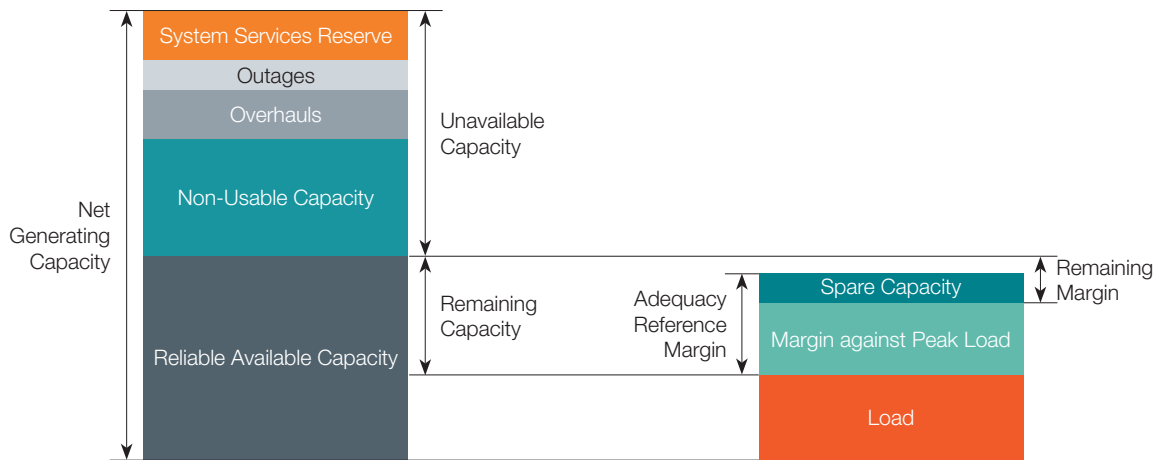


Figure 4.11 : Méthode déterministe pour l'analyse de la sécurité d'approvisionnement (source : ENTSO-E SO&AF)

	2020		2030		
	EU	No progress	Slow progress	Green transition	Green revolution
Gaz: unités existantes			~4000 MW		
Gaz: nouvelles TGV (460 MW)	#2	#9	#17	#17	#13
Gaz: nouvelles TG (65 MW)	#0	#6	#6	#6	#6
Sécurité d'approvisionnement	Non autonome		Autonome		Non autonome

Tableau 4.2: Aperçu du nombre d'unités de production au gaz considérées dans les différents scénarios

Dans le pire des cas, où Doel 3 et Tihange 2 ne sont pas disponibles au-delà de la sortie légale du nucléaire existant début 2015 et où aucune nouvelle centrale n'entre en service, il manque environ 3000 MW de capacité de production pour satisfaire aux critères de sécurité d'approvisionnement. Ce manque peut être comblé d'une part par des investissements supplémentaires destinés à accroître la capacité d'interconnexion et d'autre part par des initiatives visant à limiter la demande de pointe :

- Pour l'horizon 2020, différents projets sont prévus qui, ensemble, augmentent la capacité d'importation de 3000 MW. Ces projets et les investissements nécessaires qui y sont associés sont décrits dans le chapitre suivant, au paragraphe 5.2.
- La figure 4.7 du paragraphe 4.3.1. montre que la demande de pointe peut être réduite de 1000 MW dans un scénario avec une efficacité énergétique de 18 % (EPE2).

Elia prévoit les investissements nécessaires pour accroître la capacité d'interconnexion d'ici 2020, indépendamment des incertitudes⁶⁶. Le solde d'importation nette sur les moments de pointe doit être réexaminé sur une base régulière, et ce, tant pour la disponibilité de l'énergie sur le marché des pays voisins que pour la disponibilité du réseau en Belgique et dans les pays voisins. Ce point est davantage détaillé au chapitre 5. Toutefois, la grande dépendance de la Belgique par rapport aux pays voisins pour la sécurité d'approvisionnement, où l'on s'attend à ce que le risque du marché relatif à la possibilité d'achat d'énergie augmente en raison de fermetures de centrales dans les pays voisins⁶⁷, est importante dans ce contexte.

66 Le besoin pour les projets prévus pour 2020 est présenté dans le Plan de Développement fédéral 2010-2020 et est confirmé par le Plan de Développement actuel.

67 Elia ne peut pas garantir que cette hypothèse se réalisera dans la pratique, mais il s'agit d'une estimation sur la base des derniers rapports d'adéquation des pays voisins.

PAS DE PLACE POUR DE NOUVELLES UNITÉS AU CHARBON

Comme l'indique l'hypothèse dans tous les scénarios de l'EPE2 (sauf pour le scénario alternatif Coal), il n'y a pas de place en Belgique pour de nouvelles unités de production au charbon. Cette hypothèse repose sur le refus du permis environnemental pour une nouvelle centrale au charbon pour des motifs relatifs à la qualité de l'air.

D'autre part, une nouvelle unité au charbon n'est pas considérée comme rentable dans le climat fiscal et économique belge actuel en raison des différents impôts et taxes.

D'ici 2020, la dernière unité de production au charbon sera convertie à la biomasse de sorte qu'en 2020 et en 2030, le mix de production ne comprendra aucune unité de production au charbon.

DÉVELOPPEMENT DE LA COGÉNÉRATION

L'évolution relative à la cogénération à base de sources d'énergie renouvelable qui est définie dans le présent Plan de Développement (biomasse) est complétée par une hypothèse concernant la puissance installée d'unités de cogénération qui utilisent des sources d'énergie non renouvelable.

La croissance de la cogénération (gaz naturel) est estimée sur la base de prévisions régionales. Il ressort de ces études qu'une croissance de 900 MW entre 2010 et 2020 est possible. Cela porte le total de la Belgique à 3235 MW dans le scénario 2020. Il est considéré qu'aucune autre initiative ne sera menée après 2020 afin de poursuivre cette croissance. La puissance installée de 3235 MW est conservée pour tous les scénarios 2030.

STOCKAGE D'ÉNERGIE

En raison de la politique supplémentaire en matière d'énergie renouvelable après 2020, une capacité de back-up supplémentaire est nécessaire dans les scénarios «Green transition» et «Green revolution». Dans la vision nationale «Green transition», cette capacité de back-up est fournie par des unités au gaz et un stockage d'énergie par pays. Dans la vision européenne «Green revolution», cette capacité de back-up peut être réduite et le stockage d'énergie est prévu en Scandinavie, dans les Alpes et les Pyrénées.

Pour la Belgique, un stockage d'énergie supplémentaire de 600MW est défini dans le scénario «Green transition». Cette valeur a été choisie arbitrairement, sans vouloir faire une estimation du besoin ou du potentiel et d'un lieu adéquat en Belgique⁶⁸. Il ressort des résultats du marché que le stockage supplémentaire d'énergie est surtout intéressant en cas d'augmentation des sources d'énergie renouvelable dans le système. La hausse de l'énergie renouvelable entraîne un besoin croissant de flexibilité dans le système qui peut entre autres être fournie par un stockage supplémentaire d'énergie.

4.3.4. Incertitude des prix

Pour l'avenir, une incertitude règne sur les prix des sources d'énergie primaire et du CO₂. Suite à l'impact des prix sur le merit order, celui-ci est également incertain pour l'avenir. Deux variantes sont examinées dans le cadre du présent Plan de Développement.

Pour les scénarios conformes à l'Energy Roadmap 2050 («Green transition» et «Green revolution»), le prix du CO₂ devra augmenter afin de faire passer le gaz devant le charbon dans le merit order. Ces hypothèses ne signifient pas qu'il n'y a aucune place pour de nouvelles unités au charbon dans le système européen.

Pour les scénarios plus conservateurs «No progress» et «Slow progress», le merit order actuel est conservé, le charbon restant devant le gaz. Ces hypothèses ne signifient pas qu'il n'y a aucune place pour de nouvelles unités au gaz dans le système européen.

Dans le TYNDP 2014, le scénario EU 2020 est également défini comme un scénario où le gaz est avant le charbon. Au vu du délai réduit pour opérer ce changement par rapport à aujourd'hui (le charbon étant avant le gaz), une analyse de sensibilité où le charbon est devant le gaz a été examinée pour le Plan de Développement. Il ressort des résultats que cette hypothèse a un impact réduit pour la Belgique tant qu'un nombre important d'unités nucléaires sont encore disponibles.

Les prix des sources d'énergie primaire et du CO₂ qui sont appliqués sont identiques aux prix pour le TYNDP 2014. Ce ne sont pas tant les prix absolus qui ont un impact sur de nouveaux investissements, mais plutôt le glissement qu'ils entraînent dans le merit order.

Pour obtenir un merit order où le charbon est avant le gaz, les prix des combustibles et du CO₂ de l'IEA World Energy Outlook 2011, Current Policies, année 2030 sont utilisés. Pour inverser le merit order, les prix des combustibles et du CO₂ de l'IEA World Energy Outlook 2011, 450 scenario, respectivement pour l'année 2030 et 2035, sont utilisés (voir tableau 4.3.).

⁶⁸ S'entend ici la construction d'un atoll énergétique pour le stockage d'énergie dans la partie belge de la mer du Nord, la construction d'une centrale de pompage supplémentaire ou d'une combinaison de petites installations décentralisées de stockage.

		2020	2030			
		EU	No progress	Slow progress	Green transition	Green revolution
Prix du combustible (€/GJ net)	Nucléaire	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377
	Lignite	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
	Charbon	2,8	3,48	3,48	2,21	2,21
	Gaz	7,99	10,28	10,28	7,91	7,91
	Huile légère	16,73	23,2	23,2	16,73	16,73
	Huile lourde	9,88	13,7	13,7	9,88	9,88
	Schiste bitumineux	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Prix du CO ₂ (€/tonne)		93	31	31	93	93

Tableau 4.3: Aperçu des prix des combustibles et du CO₂

4.3.5. Aperçu des paramètres d'entrée

Les différents paramètres dont découlent les principales différences entre les scénarios sont abordés dans les paragraphes précédents. Le tableau 4.4 donne un aperçu des différents paramètres pour les différents scénarios.

		2020	2030			
		EU	No progress	Slow progress	Green transition	Green revolution
Nucléaire	5060 MW	0	0	0	0	0
Charbon	0	0	0	0	0	0
Gaz: unités existantes				~4 GW		
Gaz: nouvelles TGV (460 MW)	# 2	# 9	# 17	# 17	# 13	
Gaz: nouvelles TG (65 MW)	# 0	# 6	# 6	# 6	# 6	
SER		Objectifs EU 3x20			Au-delà des objectifs 3x20	En phase avec Energy Roadmap 2050
Éolien offshore		2.3 GW ⁶⁹			4 GW	
Sécurité d'approvisionnement		Non autonome		Autonome		Non autonome
Charge	95 TWh	89 TWh	95 TWh	105 TWh	106 TWh	
Merit order	Gaz avant charbon	Charbon avant gaz		Gaz avant charbon		

Tableau 4.4: Aperçu des paramètres pour les différents scénarios

La transition du secteur énergétique a un impact important sur la composition du parc de production. La figure 4.12 donne un aperçu des puissances installées durant la période 2013-2030 :

- on constate une forte croissance de l'énergie renouvelable de 5,8 GW en 2013, à 10,7 GW en 2020 et à 18,7 GW en 2030 (« Green revolution ») ;
- il y a une augmentation dans la part des unités de production au gaz. Le bond entre 2020 et 2030 s'explique par l'hypothèse que les unités au gaz compensent la perte en capacité nucléaire ;

- on assiste à une hausse totale de la puissance installée de capacité de production qui s'explique par le fait que les sources d'énergie renouvelable n'ont pas les mêmes caractéristiques que les unités au gaz. Le caractère intermittent nécessite une capacité de back-up permanente d'unités de production au gaz. Le critère de sécurité d'approvisionnement utilisé (autonome versus non autonome) a également un impact.

69 Ce chiffre a été mis à jour par rapport aux valeurs utilisées dans le TYNDP 2012 et le TYNDP 2014 (2.2 GW).

La figure 4.13 donne un aperçu des puissances installées des différents types de production pour les différents scénarios.

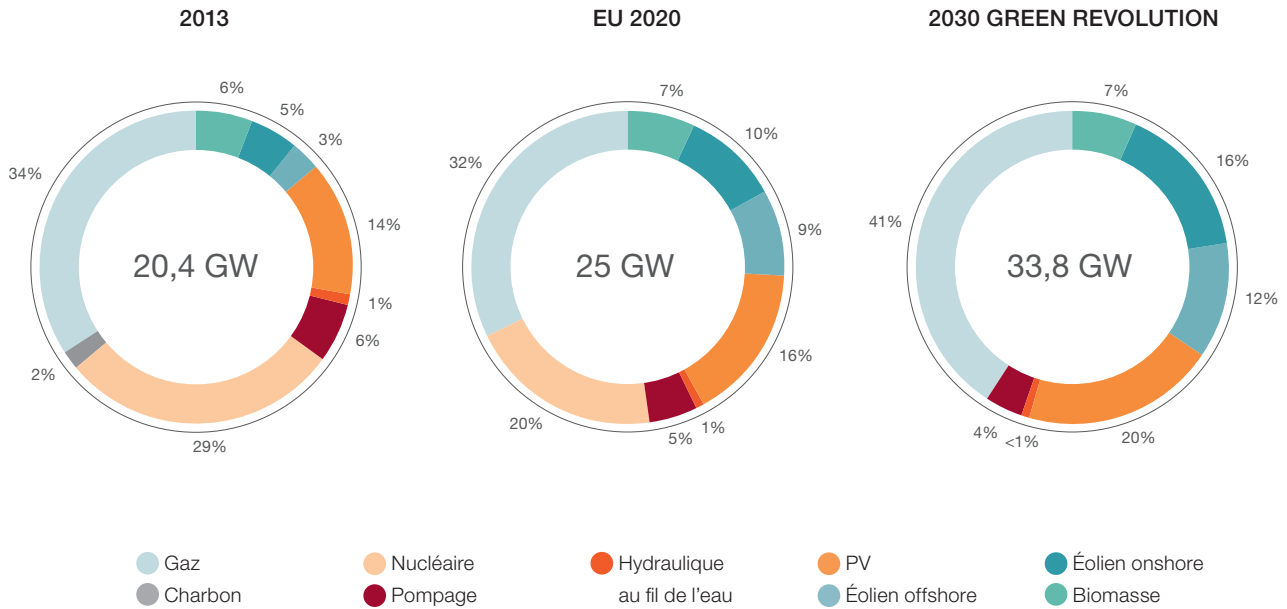


Figure 4.12: Aperçu de la capacité de production dans le temps

MIX DE PRODUCTION

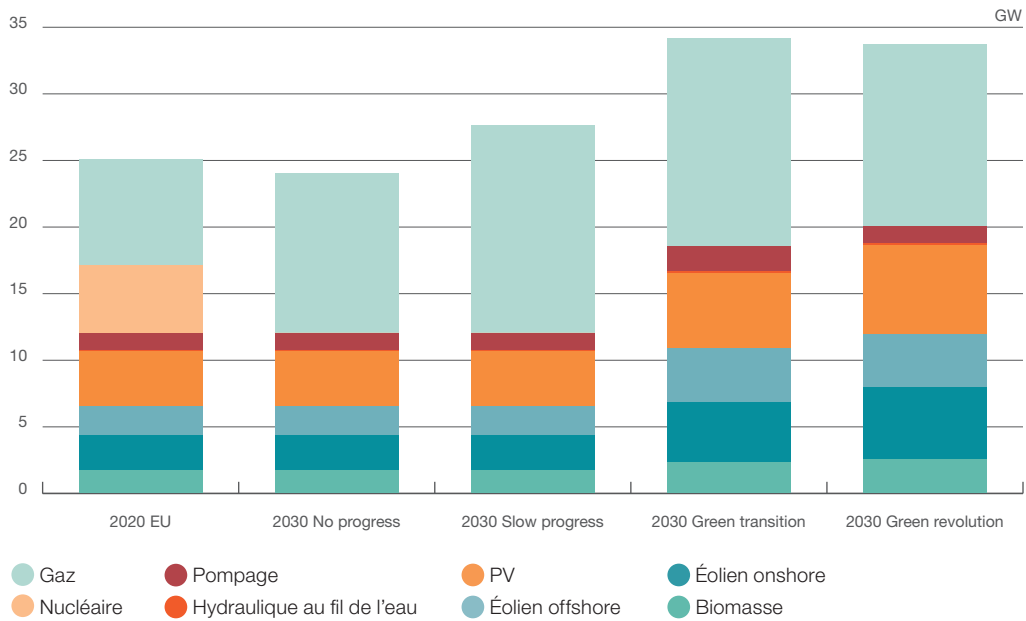


Figure 4.13: Développement de la capacité de production installée pour les différents scénarios

4.4. Tendances marquantes des simulations de marché

Les paragraphes précédents présentent les différents scénarios pour le futur en mettant l'accent sur la Belgique. Des chiffres pour les pays limitrophes sont également disponibles au sein d'ENTSO-E. Comme input pour les études de réseau, qui sont nécessaires pour la détermination de nouveaux investissements dans le réseau, les simulations de marché sont effectuées sur la base de ces scénarios. Cela permet d'obtenir une multitude d'informations détaillées ainsi qu'une vue sur les tendances futures.

CHANGEMENT DANS LE MIX ÉNERGÉTIQUE

Les figures 4.14 et 4.15 montrent qu'en fonction de la puissance installée et du merit order, quelques glissements sont observables :

- pour tous les scénarios, la Belgique est un importateur net. Dans les scénarios charbon devant gaz («No progress» et «Slow progress»), l'importation est toutefois plus importante que dans les scénarios gaz avant charbon étant donné que seules des unités de production au gaz sont prévues dans le futur ;

- dans le futur, l'énergie produite par les SER passe de 25 TWh en 2020 à 44 TWh dans le scénario 2030 «Green revolution» ;
- la sortie du nucléaire en Belgique est essentiellement compensée par une importation dans le scénario charbon avant gaz et par des heures de fonctionnement supplémentaires pour les unités au gaz dans le scénario gaz avant charbon ;
- pour le scénario 2020 (en raison de la part du nucléaire) et dans les scénarios 2030 charbon avant gaz, le nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge pour les unités TGV est très faible (~2700 h). Dans les scénarios 2030 gaz avant charbon, ce chiffre s'élève à ~5000 h.

Il est important de noter que les simulations de marché reposent sur un marché parfait. Dès lors, ces chiffres indiquent une tendance plutôt que l'importation effectivement prévue.

MIX ÉNERGÉTIQUE

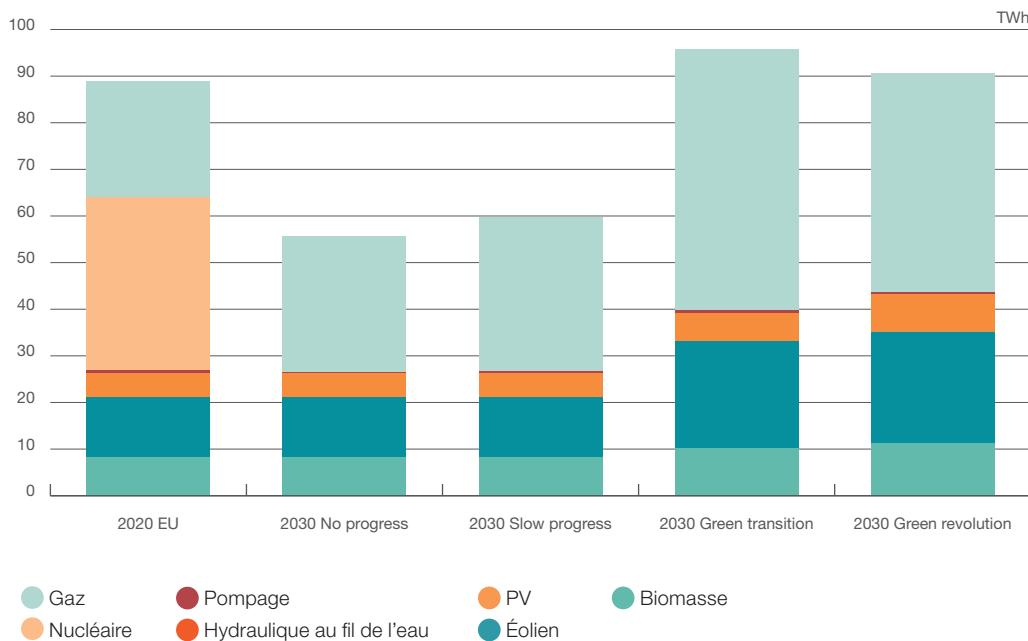
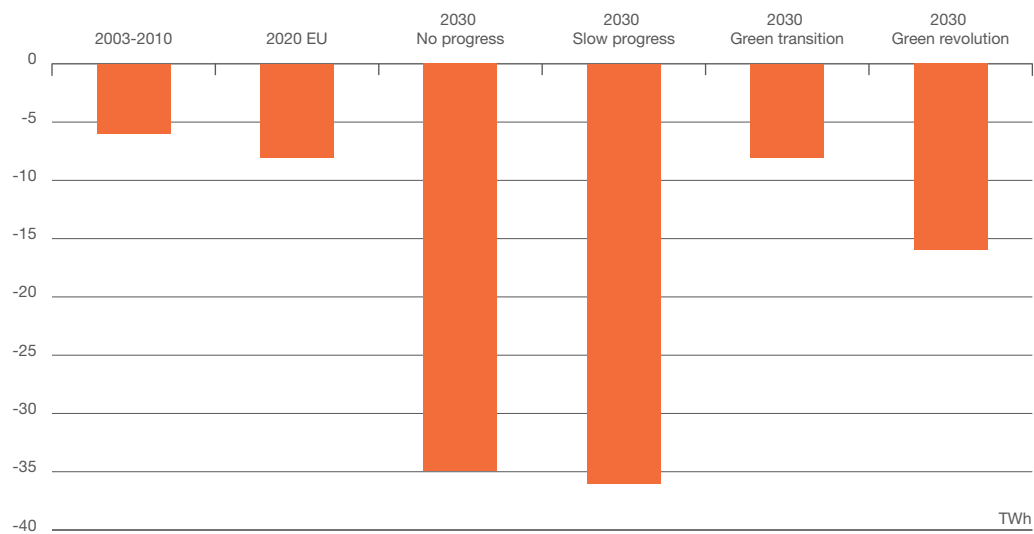


Figure 4.14: Évolution du mix énergétique

BALANCE NATIONALE D'IMPORTATION NETTE

Figure 4.15: Évolution de la balance pour la Belgique⁷⁰

CONTRIBUTION SER DANS LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

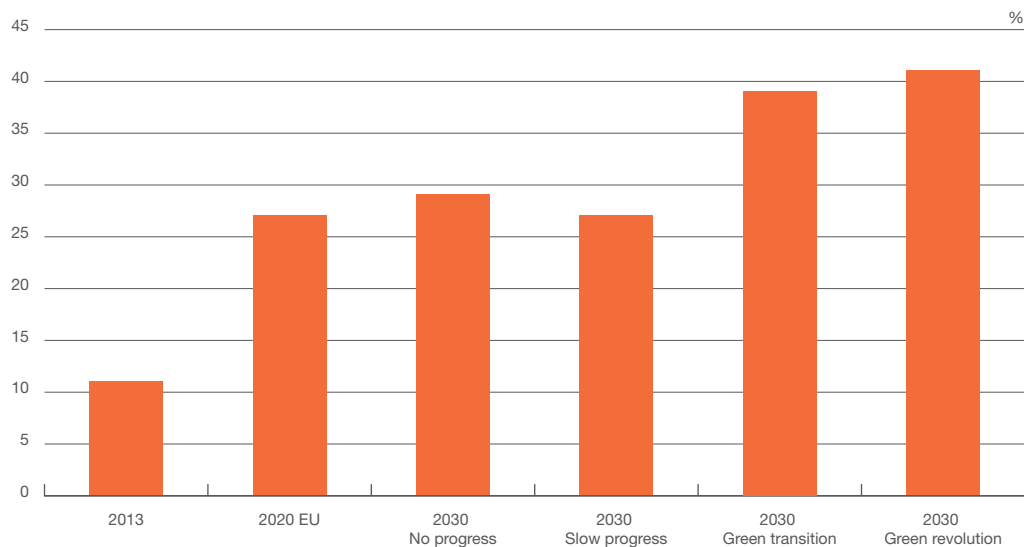


Figure 4.16: Contribution des SER dans la demande nationale d'électricité

La figure 4.16 présente la contribution des sources d'énergie renouvelable dans la demande nationale d'électricité. Pour les scénarios où les objectifs 3x20 de l'UE sont atteints («EU 2020», «No progress» et «Slow progress»), 27 à 29 % de la demande d'électricité sont couverts par des sources d'énergie renouvelable⁷¹ en 2030.

Pour le scénario «Green transition» qui va plus loin que les objectifs européens 3x20, ce chiffre va jusqu'à 39 %. Dans le scénario «Green revolution» conforme aux objectifs 2050, ce pourcentage va jusqu'à 41 % en 2030.

⁷⁰ Dans l'EPE2, un niveau d'importation net constant est supposé pour l'ensemble de la période de projection. Le niveau est similaire à la moyenne arithmétique des niveaux observés durant la période 2003-2010, à savoir 5,8 TWh.

⁷¹ Conformément au paquet climat-énergie, la Belgique doit obtenir d'ici 2020 13 % de son énergie à partir de sources d'énergie renouvelable. Cela se traduit par une part de 20,9 % de sources d'énergie renouvelable dans la production d'électricité (l'objectif est uniquement défini au niveau des SER totales, avec un objectif supplémentaire pour les SER dédiées au transport).

4.5. Défis pour le futur

La transition dans le parc de production pour la Belgique engendre une série de nouveaux défis en termes de flexibilité et de sécurité d’approvisionnement.

BESOIN DE FLEXIBILITÉ SUPPLÉMENTAIRE

Une plus grande flexibilité dans le système électrique est clairement nécessaire pour l’avenir. Différentes études confirment ce problème, mais des points d’action clairs s’imposent ainsi qu’une implémentation rapide de ceux-ci. Les figures 4.17

et 4.18 montrent pour une semaine en hiver et en été que le problème se posera déjà concrètement pour 2020 (scénario 2020).

Pendant l’hiver, lors de certaines périodes, la production des unités nucléaires et des unités avec un caractère must-run⁷² dépasse la demande (2,4 GW dans la figure), de sorte que l’exportation ou le curtailment sont nécessaires. À d’autres moments, la production des unités avec un caractère must-run est

SCÉNARIO EU 2020 : BESOIN DE FLEXIBILITÉ EN HIVER

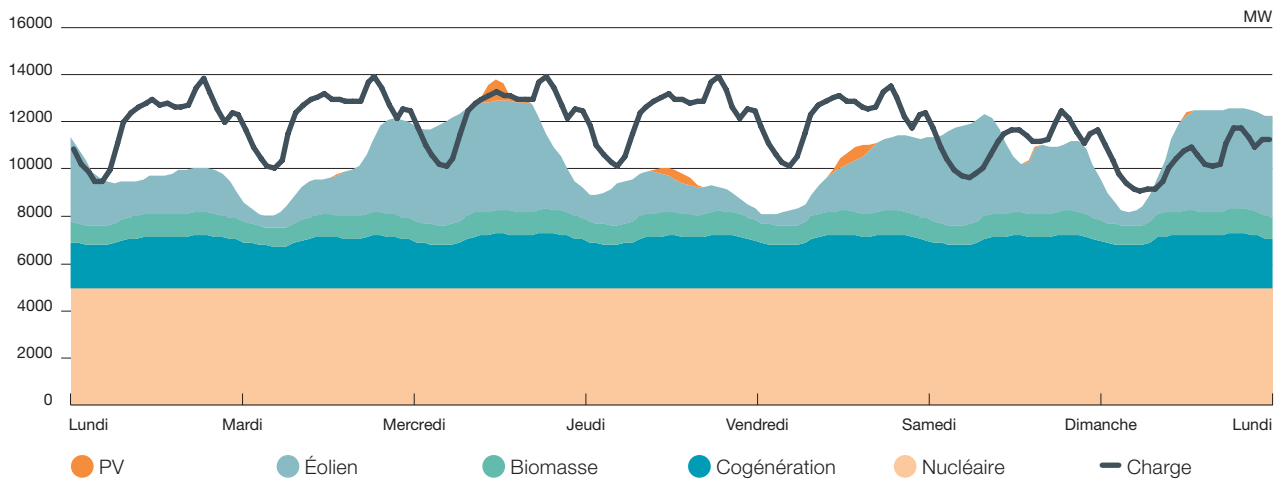


Figure 4.17: Besoin de flexibilité en hiver - 2020

SCÉNARIO EU 2020 : BESOIN DE FLEXIBILITÉ EN ÉTÉ

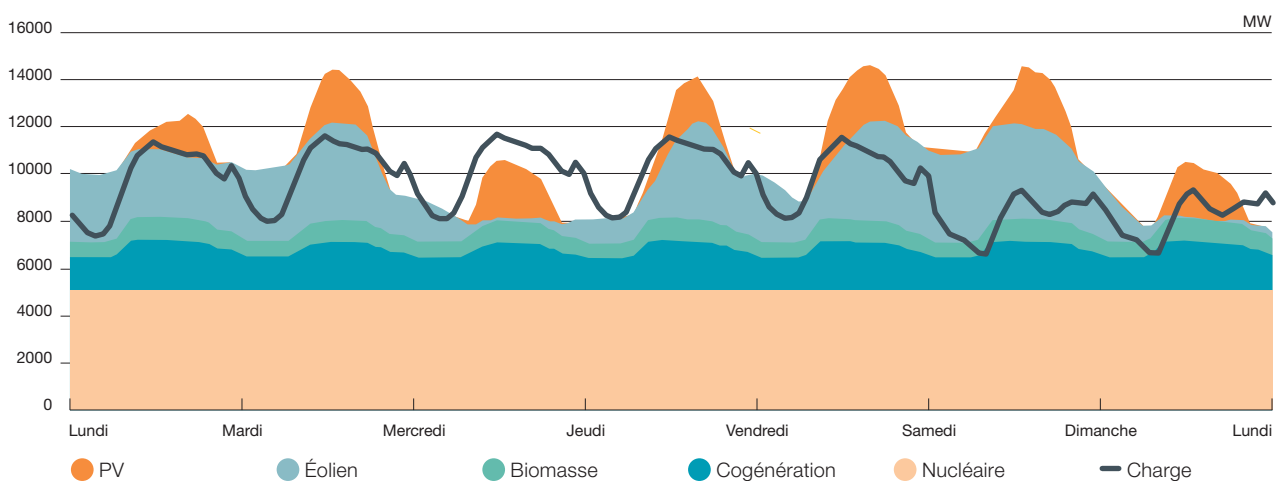


Figure 4.18: Besoin de flexibilité en été - 2020

72. Cela englobe les sources d’énergie renouvelable et la cogénération au gaz naturel.

limitée, de sorte que l'importation ou la production des unités au gaz est nécessaire (4,7 GW dans la figure, ce qui correspond à la puissance installée des unités de production au gaz en Belgique en 2020). La difficulté réside dans le fait que ces deux moments extrêmes peuvent se succéder très rapidement, ce qui requiert de la flexibilité dans le chef des unités au gaz. Durant toute une semaine, la production d'unités fossiles ou l'importation n'est nécessaire que pendant 10 % du temps. Le nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge est par conséquent très faible pour les unités au gaz.

Dans la figure relative à l'été, on voit clairement que si la totalité de la capacité nucléaire est disponible (pas d'entretien), l'exportation ou le curtailment est absolument nécessaire (6 GW dans la figure, soit plus que la capacité d'exportation simultanée actuelle). À certains moments, cette exportation ou ce curtailment est même nécessaire sans la capacité nucléaire. Durant l'été, l'accent du problème de flexibilité se trouve plutôt sur les unités nucléaires et les unités avec un caractère must-run. Sur toute une semaine, il y a plus de 100 % de production des unités nucléaires et must-run. Le nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge des unités au gaz sera encore plus réduit durant l'été.

Les scénarios 2030 prévoient, d'une part, la sortie du nucléaire, mais également une hausse de la part des sources d'énergie renouvelable. La nécessité de flexibilité dans le système continue par conséquent à augmenter, mais la situation des heures de fonctionnement à pleine charge des unités au gaz peut s'améliorer (certainement dans un scénario gaz devant charbon).

DÉFI RELATIF À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

En raison de l'augmentation de la production de sources d'énergie renouvelable, les centrales au gaz traditionnelles ont moins d'heures de fonctionnement à pleine charge (voir paragraphe 4.4.) et leur rentabilité est mise en péril. Cette situation et un vieillissement du parc de production existant entraînent aujourd'hui la fermeture effective de différentes centrales au gaz ainsi que l'annonce de nouvelles fermetures (temporaires ou définitives) dans le futur. Cette évolution combinée à la sortie du nucléaire engendre un défi de taille en matière de sécurité d'approvisionnement.

Vu les différentes fermetures de centrales de production conventionnelles, le Gouvernement a pris des mesures pour pouvoir garantir la sécurité d'approvisionnement en Belgique (« Plan Wathélet »). Ce plan prévoit une mesure à court terme visant à développer les réserves stratégiques et une mesure à long terme qui consiste à adjuger 800 MW de nouvelles centrales électriques au gaz et à soutenir le renforcement des interconnexions.

Dans le cadre des réserves stratégiques, Elia a effectué une analyse probabiliste d'adéquation. L'analyse démontre la nécessité de disposer d'un volume significatif de⁷³ réserves stratégiques pour les prochains hivers afin de respecter les critères LOLE de 3 h en conditions normales et de 20 h en conditions extrêmes.

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement à long terme, il est important de prendre des mesures complémentaires :

- pour le scénario 2020, la sécurité d'approvisionnement est garantie par l'adjudication de 800 MW de nouvelles centrales au gaz et le maintien d'un grand nombre d'unités dans les réserves stratégiques. Des mesures supplémentaires sont nécessaires dans une étape ultérieure de la sortie du nucléaire en 2022, 2023 et 2025 ;
- selon le tableau 4.4, 9 à 17 nouvelles unités au gaz sont nécessaires pour les scénarios 2030 afin de garantir la sécurité d'approvisionnement selon la méthode déterministe. Un facteur important dans ces chiffres est le choix politique d'être autonome ou non ;
- grâce aux investissements prévus, la capacité d'importation simultanée du réseau belge va augmenter (voir chapitre 5). Dans la perspective de la sécurité d'approvisionnement, on ne peut cependant pas garantir que l'énergie correspondante soit disponible à l'étranger, ni que les flux d'énergie internationaux qui en résulteront (de plus en plus caractérisés par des flux importants nord-sud lors de la pointe hivernale) ne provoqueront aucune congestion sur le réseau CWE. Cela rend le choix du degré de dépendance des pays limitrophes encore plus important ;
- pour l'analyse, une estimation est faite pour les hypothèses dans les pays voisins sur la base de documents disponibles (SO&AF, rapports nationaux d'adéquation, études régionales d'adéquation dans le cadre du Pentalateral Energy Forum, contacts bilatéraux). Elia ne peut bien entendu pas garantir que ces hypothèses seront concrétisées. Il est possible que l'énergie supposée sur la base des hypothèses ne soit en réalité pas toujours disponible sur les marchés dans les pays voisins. Cela relève de la responsabilité exclusive des acteurs du marché.

⁷³ La mise hors service des centrales nucléaires de Doel 3 et de Tihange 2 en raison de problèmes techniques a un impact important sur la définition du volume des réserves stratégiques

Bien que le marché de l'électricité soit une donnée européenne et que les gestionnaires de réseau européens aient mis des organes de coordination transfrontaliers en place afin de surveiller l'équilibre sur les réseaux européens, Elia reste dépendant du parc de production national qui évolue sans coordination européenne. Les États membres ont encore une autonomie complète pour définir leur propre mix énergétique et garantir leur propre sécurité d'approvisionnement. Ce paradoxe doit être résolu au plus vite. Le défi consiste à garantir une sécurité d'approvisionnement en Europe en harmonisant les mesures des différents États membres et en limitant au maximum l'impact sur le fonctionnement du marché européen.

Il est nécessaire de définir une vision à long terme dont l'exécution repose sur un cadre réglementaire étayé, sur la définition et la hiérarchisation des moyens nécessaires et sur le soutien des pouvoirs publics à tous les niveaux.

Différents stakeholders, dont Elia, ont exhorté les instances politiques belges à définir un pacte Énergie contraignant. Un tel pacte Énergie doit poser les fondements d'une politique énergétique cohérente et intégrale à court, moyen et long terme⁷⁴.

74 <http://energypact.be/>



5

Développement des interconnexions et de l'épine dorsale du réseau interne

- 5.1 | Rôle clé dans la transition du mix énergétique
- 5.2 | Développement des interconnexions
- 5.3 | Le développement de l'épine dorsale du réseau interne
- 5.4 | Raccordement et intégration jusqu'à 2,3GW d'éolien offshore
- 5.5 | Stockage d'énergie et développement du réseau
- 5.6 | Potentiel à long terme de la transition énergétique
- 5.7 | Aperçu des projets

Ce chapitre explique l'évolution de l'épine dorsale du réseau interne, à savoir le réseau de transport interconnecté 380 kV. Cette évolution répond aux défis liés à la transition du mix énergétique et qui sont caractéristiques des tendances actuelles ainsi que de la perspective à moyen et long terme.

La gestion coordonnée du développement de l'épine dorsale européenne (échange de données, utilisation commune de méthodes, examen des résultats de recherche, etc.) au sein d'ENTSO-E est essentielle pour assurer un développement intégré et optimal de l'épine dorsale belge.

Ce caractère essentiel s'illustre par le fait que la majorité des projets présentés dans ce document et la plupart des pistes à approfondir pour le développement à long terme font partie intégrante du plan décennal de développement du réseau de transport européen, le TYNDP (Ten-Year Network Development Plan). Un certain nombre de projets spécifiques – notamment l'interconnexion NEMO vers la Grande-Bretagne et l'interconnexion ALEGrO vers l'Allemagne – ont d'ailleurs été explicitement reconnus comme « Projets d'intérêt commun » (PCI) par la Commission européenne⁷⁵.

Il va de soi qu'un suivi ultérieur des hypothèses sous-jacentes à la justification de chaque projet est réalisé lors de sa phase de développement et peut donc éventuellement déboucher sur son ajustement et son optimisation.

5.1. Rôle clé dans la transition du mix énergétique

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, d'intégrer l'énergie renouvelable et de poursuivre la réalisation du marché intérieur de l'énergie, le développement de l'épine dorsale des réseaux belge et européen revêt une importance décisive.

Le réseau de transport belge est influencé par la transition du mix énergétique en Belgique et dans les pays entourant la mer du Nord et joue un rôle déterminant pour faciliter celle-ci.

Un élément caractéristique de cette transition énergétique en Belgique est la mise hors service d'unités de production pour des raisons économiques ou techniques ou encore à cause de l'application de la sortie du nucléaire.

Étant donné que les pays voisins sont aussi confrontés à des fermetures annoncées de centrales, il est primordial de disposer d'un parc de production national fiable et suffisamment large pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

Par conséquent, le développement d'interconnexions, qui est un élément déterminant pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité, doit être considéré comme un complément, plutôt que comme un substitut, d'une capacité de production ancrée au niveau national. Quelle que soit la perspective envisagée, il convient de disposer d'un réseau de transport adéquat afin d'intégrer l'énergie disponible dans le système et de la transporter vers les réseaux sous-jacents et jusqu'à l'utilisateur final.

Enfin, le positionnement de l'énergie renouvelable comme moteur de la transition du mix énergétique est indéniable. La réalisation de l'objectif national de 13% d'énergie renouvelable à l'horizon 2020 est subordonnée à la mise en œuvre de projets destinés à raccorder et à intégrer jusqu'aux 2,3 GW d'énergie éolienne offshore prévus.

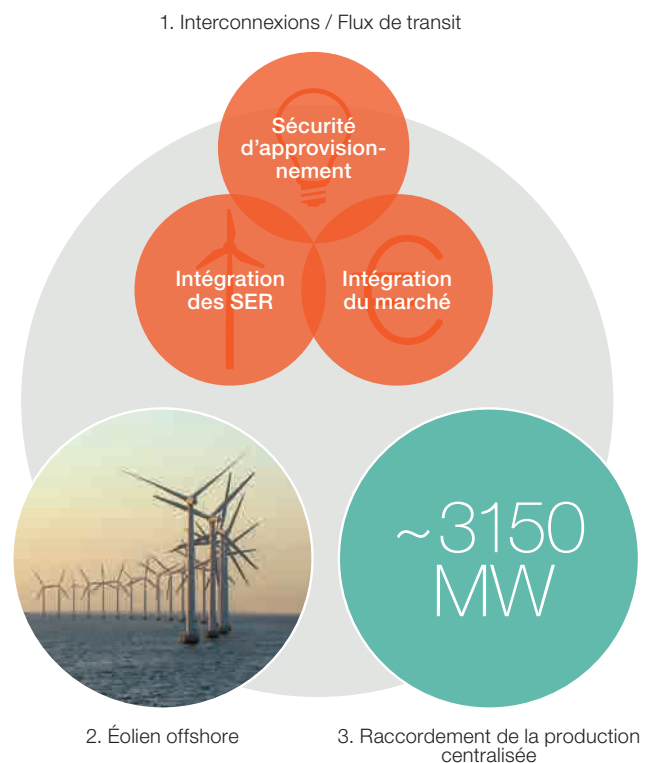


Figure 5.1 : Rôle clé de l'épine dorsale

⁷⁵ Des informations relatives aux PCI, y compris un aperçu des projets, sont disponibles sur le site Web suivant : <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

5.2. Développement des interconnexions

5.2.1. Une approche ambitieuse, mais néanmoins justifiée sur le plan stratégique

Depuis la libéralisation du marché de l'énergie, Elia a, en concertation avec les gestionnaires de réseau de transport des pays voisins, renforcé l'infrastructure aux frontières nord et sud. C'est ainsi que des liaisons supplémentaires ont été mises en place entre la Belgique et la France et que des transformateurs-déphaseurs ont été installés pour gérer l'impact des flux de transit et pour mettre une capacité maximale à la disposition du marché.

Par ailleurs, Elia collabore depuis plusieurs années avec l'entreprise Ampacimon à la mise au point d'une technologie permettant d'augmenter le transport d'énergie sur les lignes à haute tension en fonction de la température, de la vitesse et de la direction du vent. Elia est le premier gestionnaire de réseau de transport qui utilise cette technologie sur les liaisons internationales. Cette décision a déjà été prise au printemps 2014 à l'annonce de l'éventuelle indisponibilité des centrales Doel 3 et Tihange 2.

Cette technologie innovante permet d'augmenter la capacité autorisée en « temps réel » sur certaines liaisons jusqu'à 30 % en fonction de la température et du vent. C'est avant tout pour d'éventuels achats d'électricité de secours en « temps réel » qu'Elia prévoit de pouvoir exploiter cette augmentation. Cela n'est toutefois possible qu'à condition que les acteurs du marché aient effectivement la possibilité d'acheter de l'énergie dans les pays voisins, et toujours en gardant à l'esprit que la capacité de transport sur une liaison transfrontalière ne dépend pas uniquement d'Elia mais également des réseaux des pays voisins.

En utilisant les possibilités prévisionnelles qu'offre cette technologie, Elia travaille à son intégration dans les processus qui encadrent le fonctionnement des marchés infra-journaliers et day-ahead. Et ce, en concertation avec les gestionnaires de réseau de transport des pays voisins et avec Coreso.

Un déploiement renforcé de cette technologie semble également constituer une solution valable afin de pouvoir réagir relativement vite aux évolutions futures. À cet effet, Elia contrôle les paramètres concernés comme l'évolution des flux de transit et le caractère structurel des besoins de renforcement qui en découlent. Il est important de souligner que cela peut occasionner, à titre exceptionnel uniquement, une augmentation constante ou prévisible à long terme des capacités, voire une révision des investissements nécessaires dans le réseau. Les gains sont en effets liés aux conditions climatiques dont la prévisibilité à long terme, à quelques phénomènes cycliques près, est extrêmement limitée.

Grâce à cette politique, l'infrastructure existante est exploitée de manière optimale et Elia dispose d'un des réseaux les plus interconnectés d'Europe. Cependant, le développement ultérieur des interconnexions revêt une importance essentielle afin de relever les défis énergétiques d'aujourd'hui et de demain :

- assurer la **sécurité d'approvisionnement** (tant au niveau national que local) dans un contexte de sortie du nucléaire et d'incertitude quant à l'évolution des moyens de production centralisés ;
- soutenir la politique énergétique avec l'intégration de **sources d'énergie renouvelable** et surveiller dans le même temps **l'équilibre** entre l'offre et la demande ;
- faciliter un **fonctionnement adéquat du marché**, en tenant compte des tendances actuelles ainsi que des perspectives induites par la transition énergétique.

L'arrêt imprévu des centrales nucléaires a démontré que la sécurité d'approvisionnement de la Belgique dépend aujourd'hui (partiellement) des importations de l'étranger, ce qui se traduit par une réduction de la convergence des prix au sein de la zone CWE (zone de prix du centre-ouest de l'Europe). Par rapport aux années précédentes, celle-ci était nettement inférieure en 2013 et 2014, avec des prix qui ont été identiques pendant environ 15 % et 19 % du temps dans les quatre marchés day-ahead couplés de la zone CWE, pendant environ 72 % et 47 % du temps entre la Belgique et la France, et pendant près de 59 % et 78 % du temps entre la Belgique et les Pays-Bas⁷⁶.

Par ailleurs, des flux de transit traversent inévitablement le réseau belge, étant donné que l'électricité suit la voie de la moindre résistance et que l'épine dorsale fait partie d'un ensemble européen. Ces flux de transit se caractérisent ces dernières années par une orientation nord-sud croissante à la suite du développement de l'énergie renouvelable en Allemagne⁷⁷. Cette tendance actuelle est caractéristique de l'impact de la transition énergétique à venir. Les flux de transit augmenteront encore en amplitude et en variabilité à mesure que les capacités du marché de la région CWE augmenteront et que davantage d'énergie renouvelable sera intégrée dans le système.

À moyen terme, la transition du mix énergétique en Belgique et dans les pays voisins générera aussi des possibilités d'échanges sur le marché. Cette situation s'applique en particulier aux grands marchés qui nous entourent :

- la France pourra fournir de l'énergie au marché à partir d'une combinaison d'énergies nucléaire, hydraulique et renouvelable ;
- l'Allemagne prévoit une des plus grandes pénétrations de l'énergie renouvelable de tous les pays européens pour 2020.

⁷⁶ Source : Rapport annuel Elia 2013, p. 39 (http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/annual-report/Rapport-Annuel_2013.pdf) ; Rapport annuel Elia 2014, p. 48 (<http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/annual-report/rapport-annuel-2014.pdf>)

⁷⁷ Source : Coreso Operational Review 2013, p. 15 (<http://www.coreso.eu/coreso-operational-review-2013/>)

Les possibilités d'importer de l'énergie de ces pays se présenteront plus souvent pendant des périodes d'excès de production dans des conditions météorologiques favorables (vent et soleil) combinées à une faible demande en énergie.

Il en résulte un Plan de Développement qui a pour point de départ le renforcement des interconnexions existantes avec les Pays-Bas et la France, ainsi que le développement de nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni, l'Allemagne et le Luxembourg.

Interconnexion	Augmentation de la capacité visée ⁷⁸	Description	Planning	Statut
Frontière nord	Optimisation	Situation intérim Zandvliet Deux PST à Zandvliet en configuration série	Hiver 2015-2016	Réalisation
	~ 1000 MW	BRABO phase 1 Le deuxième transformateur-déphaseur (PST) à Zandvliet (le 4 ^e au total à la frontière nord) en configuration parallèle, combiné à une deuxième liaison 380kV entre Doel et Zandvliet, y compris un transformateur 380/150kV à Doel et des adaptations dans le réseau 150kV	2016	Réalisation
		BRABO phase 2 Nouvelle liaison 380 kV double terre Zandvliet-Lillo-Mercator. La phase 2 comprend la partie Zandvliet-Lillo-Liefkenshoek, y compris la création d'un poste 380kV avec un transformateur 380/150kV à Lillo et l'installation souterraine de la liaison 150 kV Zandvliet-Oorderen-Lillo existante.	2020	Développement
		BRABO phase 3 Nouvelle liaison 380kV double terre Zandvliet-Lillo-Mercator La phase 3 comprend la partie Liefkenshoek-Mercator, y compris les adaptations au réseau 150 kV sous-jacent	2023 ou plus rapidement (au plus tôt en 2020) si les quatre unités nucléaires de Doel sont présentes	Développement
	À l'étude	Renforcement complémentaire La piste de référence englobe l'upgrade des liaisons existantes moyennant l'installation de conducteurs à haute performance (HTLS) associée à des PST supplémentaires.	À l'étude	Étude
Frontière sud	~ 1000 MW	Avelin-Horta Upgrade de la liaison entre Avelin/Mastaing (FR) et Avelgem (BE) et ensuite vers Horta moyennant l'installation de conducteurs à haute performance (HTLS)	2022	Développement
	À l'étude	Renforcement complémentaire de l'axe Aubange-Moulaine Différentes options sont étudiées, notamment · Installation de PST 220kV · Upgrade de la liaison en 380 kV	À l'étude	Étude
Belgique – Royaume-Uni	~ 1000 MW	NEMO Liaison 1 GW HVDC entre Gezelle (BE) et Richborough (UK)	2019	Réalisation
Belgique – Allemagne	~ 1000 MW	ALEGrO Liaison 1 GW HVDC entre Lixhe (BE) et Oberzier (DE)	2020	Développement
Belgique – Luxembourg	~ 300-400 MW ⁷⁹	Phase 1 : Transformateur-déphaseur 220 kV à Schiffflange (LUX) par CREOS	Fin 2015	Réalisation
	~ 700 MW	Phase 2 : Ajout de deux câbles 220kV (+ PST éventuels) entre Aubange et Bascharage	2022	Étude

Tableau 5.1: Aperçu des projets d'interconnexion

78 Les augmentations de capacité sont données en ordre de grandeur. Une ventilation plus détaillée et plus précise entre les différents horizons temporels (année, mois, jour, infrajournalier) interviendra en fonction des procédures opérationnelles futures.

79 La valeur de 300 à 400 MW représente le potentiel qui peut être atteint à terme en tenant compte des renforcements internes nécessaires qui seront réalisés à l'horizon 2017 par CREOS au sein du réseau luxembourgeois.

5.2.2. Aperçu des projets

Le tableau 5.1 résume les projets qui s'inscrivent dans le cadre du développement de la capacité d'interconnexion.

Le portefeuille est le résultat de la collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport des pays voisins concernés. Des études bilatérales et coordonnées par ENTSO-E répertoire en effet les besoins et les éventuelles solutions, et les analysent sous un éclairage technico-économique.

L'analyse technico-économique est réalisée sur la base de la méthode CBA (analyse coûts-bénéfices) définie par ENTSO-E⁸⁰ et évalue les possibilités d'échanges de marché (optimisation du mix énergétique, intégration des sources renouvelables à l'échelle CWE, etc.) offertes par ces projets.

L'augmentation annuelle du bien-être européen en résultant, à l'instar de celles calculées dans le cadre du TYNDP2012 (pour le scénario EU2020) et du TYNDP2014 (pour les scénarios 2030 V1, V3 et V4), est illustrée à titre informatif dans le tableau 5.2. Les chiffres présentés reflètent l'utilisation de plusieurs simulateurs de marché, y compris des calculs internes d'Elia, et présentent dès lors le résultat comme une fourchette. Pour le scénario 2030 V0 « No progress » qu'Elia a ajouté comme scénario supplémentaire à ce Plan de Développement, ce sont les chiffres de calculs internes qui sont indiqués.

Les différentes interconnexions planifiées permettront d'augmenter considérablement les possibilités d'importation à partir des pays voisins. L'ensemble des projets permet ainsi, dans le cadre des scénarios proposés, d'accéder à l'énergie la plus intéressante sur le plan économique via le mécanisme de couplage de marché. Il en résulte que l'avantage pour la société est supérieur aux coûts d'investissement globaux, ce qui confirme les conclusions du Plan de Développement fédéral 2010-2020.

Il convient toutefois de se référer au fait que la capacité d'importation simultanée ex ante ne peut pas être assimilée à la somme des capacités individuelles identifiées à chaque frontière. Ce point est davantage détaillé à la section 5.3.9.

5.2.3. Frontière nord

Le renforcement de la frontière nord englobe des mesures concrètes en matière d'optimisation des possibilités d'importation à court terme, le développement et l'exécution en phases du projet BRABO, ainsi que des études permettant d'évaluer de nouveaux renforcements.

MESURES PRISES EN PRÉVISION DE L'HIVER 2014-2015 ET 2015-2016

Afin de faire face au contexte actuel de sécurité d'approvisionnement, des modules Ampacimon ont été installés en prélude à l'hiver 2014-2015 sur les liaisons existantes suivantes :

- la liaison de Maasbracht vers Van Eyck ;
- la liaison de Van Eyck vers Herderen ;
- la liaison de Van Eyck vers Meerhout ;
- la liaison de Zandvliet vers Doel.

Afin d'optimiser les possibilités d'importation durant l'hiver 2015-2016, Elia a décidé d'exploiter le transformateur-déphaseur supplémentaire à Zandvliet en série avec le transformateur-déphaseur préexistant. Contrairement à la phase 1 de BRABO (voir plus loin), cette configuration provisoire n'implique aucune augmentation structurelle de la capacité d'interconnexion de la frontière nord, mais offre l'avantage de permettre de gérer de façon plus adéquate d'éventuelles surcharges lors de situations hivernales exceptionnelles par suite d'une forte exportation depuis les Pays-Bas en direction de la Belgique et de la France, en repoussant les flux de transit vers l'est, en partie au travers du poste Van Eyck et en partie via l'Allemagne. Les importations nettes via la frontière nord et la frontière sud sont donc, ensemble, plus importantes que précédemment.

⁸⁰ Voir <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/CBA-Methodology/Pages/default.aspx>.

Interconnexion	Augmentation annuelle du bien-être européen en M€ - TYNDP				
	EU2020	2030 – V0	2030 – V1	2030 – V3	2030 – V4
Frontière nord BRABO	18-22	20	0-30	20-40	30-60
Frontière sud Avelin-Horta HTLS	30-100	40	5-15	10-20	20-60
NEMO	> 100	70	32-74	200-280	240-280
ALEGrO	30-100	25	5-15	35-45	45-75
Belgique-Luxembourg Phase 1 + Phase 2	< 30	5	0-10	20-30	30-50

Tableau 5.2: Tableau récapitulatif de l'augmentation annuelle du bien-être européen des projets d'interconnexion

PROJET BRABO

Elia et TenneT, le gestionnaire de réseau de transport néerlandais, ont transposé les options d'investissement telles que présentées dans le Plan de Développement fédéral 2010-2020 dans une vision commune du développement de l'infrastructure entre les deux pays. Dans cette vision, la nécessité de renforcer la frontière nord est caractérisée par une congruence de facteurs.

Avant tout, il convient de souligner la multiplication de flux d'électricité plus volatiles découlant de l'évolution du parc de production européen, et en particulier d'une forte concentration d'unités de production d'énergie éolienne dans le nord de l'Allemagne. En cas de conditions météorologiques favorables, l'Allemagne exporte le surplus d'énergie éolienne, entre autres au travers des Pays-Bas et vers et au travers de la Belgique. La frontière nord est dès lors, et en particulier en période hivernale où l'énergie provient en grande partie du nord, davantage sous pression. Grâce au renforcement de la capacité d'interconnexion de la frontière nord, le risque qu'elle ne devienne un facteur restrictif pour les échanges entre les marchés au sein de la zone est moins important.

Un tel renforcement est en outre une condition indispensable afin de pouvoir accroître la capacité d'importation simultanée⁸¹.

Enfin, il convient de tenir compte de la consommation industrielle croissante dans la zone portuaire d'Anvers, où il est possible de dégager des synergies en créant de la capacité d'accueil pour le raccordement éventuel de nouvelles unités de production centralisée sur l'axe nord-sud d'Anvers.

Le résultat est un scénario de référence dans lequel la frontière nord est renforcée en différentes phases regroupées sous le projet «BRABO».

BRABO phase 1 : PST 4 + deuxième liaison 380kV entre Doel et Zandvliet

Un transformateur-déphaseur (PST) supplémentaire sera donc placé à Zandvliet, ce qui porte le nombre total de transformateurs-déphaseurs à quatre sur les liaisons avec les Pays-Bas (deux dans le poste Van Eyck à Kinrooi, deux dans le poste de Zandvliet), et permet une exploitation plus symétrique.

La configuration finale visée prévoit l'exploitation parallèle des deux transformateurs-déphaseurs à Zandvliet, associée à la réalisation d'un second terme en 380kV entre les postes de Doel et de Zandvliet, et ce, afin de permettre des flux énergétiques plus importants via la frontière nord.

Le deuxième terme 380kV entre Doel et Zandvliet est réalisé par l'upgrade de la liaison 150kV actuelle, y compris :

- les adaptations nécessaires dans les postes de Zandvliet et de Doel ;
- le renforcement du réseau 150kV sous-jacent par la mise en place d'un câble 150kV entre Kallo et Lillo et d'un nouveau poste 150kV à Ketenisse ;
- l'installation d'un transformateur 380/150kV afin de garantir l'alimentation de Doel 150kV. Selon les informations dont dispose Elia, le transformateur est exigé à Doel afin d'assurer la sécurité nucléaire du site, tant en cas de prolongation que d'arrêt des deux unités Doel 1 et 2. Quoi qu'il en soit, l'abandon de celui-ci n'accélérait pas la réalisation de BRABO phase 1, prévue pour mi-2016, en raison du planning des autres composantes du projet.

L'intégration de ce transformateur-déphaseur supplémentaire à Zandvliet interviendra – déjà dans le cadre de la configuration intérim avec les deux transformateurs-déphaseurs en série – moyennant le placement d'un couplage longitudinal temporaire dans le poste de Zandvliet en attendant la réalisation du poste 380kV à Rilland (Pays-Bas) par TenneT, l'échéance étant fixée à la fin 2019. En juin 2014, un protocole d'accord a été signé par Elia et le gestionnaire de réseau de transport néerlandais TenneT.

Pour les scénarios étudiés avec une production maximale de 2GW sur le site de Doel, BRABO phase 1 permet d'accroître la capacité d'interconnexion de la frontière nord depuis les Pays-Bas vers la Belgique d'environ 1000MW. Après la réalisation du poste 380kV à Rilland par TenneT, l'augmentation de capacité d'environ 1000MW au niveau de la frontière nord pourra aussi être appliquée dans la direction Belgique-Pays-Bas.

BRABO phase 2 et phase 3: liaison supplémentaire Zandvliet – Lillo – Mercator

Les phases 2 et 3 de BRABO comprennent la création d'une liaison aérienne 380 kV double terme supplémentaire entre les postes de Zandvliet et Mercator (Kruikebeke) sur l'axe nord-sud d'Anvers, afin de pérenniser l'augmentation visée de la capacité d'interconnexion au niveau de la frontière nord après la réalisation de la phase 1 de BRABO. Dans ce contexte, il convient aussi de tenir compte de la sécurisation de l'augmentation de la consommation industrielle dans la zone portuaire d'Anvers (surtout la phase 2) et de la création d'une capacité d'accueil⁸² pour la production centralisée (surtout la phase 3).

À cet effet, le réseau 380kV et le réseau 150kV sous-jacent de la région d'Anvers subiront une adaptation en profondeur :

- BRABO phase 2 concerne la partie «Zandvliet – Lillo – Liefkenshoek» et comprend la mise en place d'une nouvelle

81 L'évolution de la capacité d'importation simultanée est expliquée à la section 5.3.9.

82 Dans un premier temps, il est possible de raccorder la production au poste 380 kV de Lillo. Le Plan de Développement fédéral 2010-2020 a annoncé une réservation de capacité de 1100MW qui a toutefois été annulée en 2012. Par ailleurs, il convient aussi de tenir compte de la capacité d'accueil qui est libérée sur la rive gauche en fonction de la mise hors service des centrales nucléaires de Doel.

liaison 380kV dont le point de départ est l'actuel poste 380kV de Zandvliet, et une nouveau poste 380kV à construire à Lillo, sur la rive droite de l'Escaut. Cette nouvelle liaison traverse l'Escaut à hauteur de Liefkenshoek et sera temporairement raccordée à la liaison 380kV existante à proximité, entre Doel et Mercator ;

- pour la construction de cette nouvelle liaison 380kV, une adaptation du plan d'aménagement régional (GRUP) est nécessaire, ce qui exige à son tour une étude plan-MER. Cette dernière étude a été réalisée sur 8 variantes, celle dont le trajet longe l'autoroute A12 ayant été retenue comme meilleur choix. Ce trajet utilise une voie aérienne 150kV existante de Zandvliet à Lillo via Oorderen. Dans le cadre de BRABO phase 2, cette liaison 150kV sera préalablement mise en souterrain moyennant l'installation de deux câbles 150kV ;
- pour permettre le raccordement de la nouvelle ligne 380kV sur la rive gauche sur la liaison 380kV existante entre Doel et Mercator, une partie de la ligne aérienne 150kV entre Ketenisse et Doel sera préalablement mise en souterrain ;
- BRABO phase 3 concerne la partie «Liefkenshoek–Mercator» et comprend la conversion de la liaison 150kV existante en une nouvelle liaison 380kV. Pour permettre la construction de cette liaison, une partie des liaisons aériennes 150kV entre le poste Kallo, d'une part, et le poste Ketenisse et Zwijndrecht, d'autre part, devra être remplacée par des liaisons souterraines. Le raccordement du poste Beveren-Waas doit également être adapté ;
- le poste 380kV de Mercator sera restructuré moyennant l'installation d'un couplage longitudinal, prévue pour 2018. Cela garantit une exploitation plus équilibrée et permet l'intégration de la nouvelle liaison 380kV dans le cadre de BRABO phase 3 lors d'une phase ultérieure.

Le cadre d'autorisation sera un facteur décisif. Dans la foulée de l'annulation du GRUP par le Conseil d'État le 29 juin 2011, Elia a lancé en 2012 une nouvelle procédure de plan-MER (rapport des incidences environnementales). Les conclusions de ce plan-MER ont mené en mars 2015 à la détermination du trajet, ce qui permet au Ministre compétent d'élaborer un nouveau GRUP. Elia s'attend à ce que toutes les autorisations nécessaires soient obtenues pour 2017. L'installation de la nouvelle liaison 380kV de Zandvliet à Liefkenshoek via Lillo peut être débutée en 2017 dans le cadre de la réalisation de BRABO phase 2. Elia prévoit que cette deuxième phase soit réalisée courant 2020.

En tenant compte de la sortie du nucléaire comme la loi le prévoit au 1^{er} janvier 2015 et de la disparition de projets concrets de production centralisée dans le port d'Anvers, l'urgence est moindre pour la troisième phase du projet BRABO. Pour cette troisième phase, Elia propose donc 2023 comme date de référence et actualisera ce planning en fonction de l'évolution des flux d'énergie internationaux, de la consommation et du parc de production dans la région au cours des prochaines années.

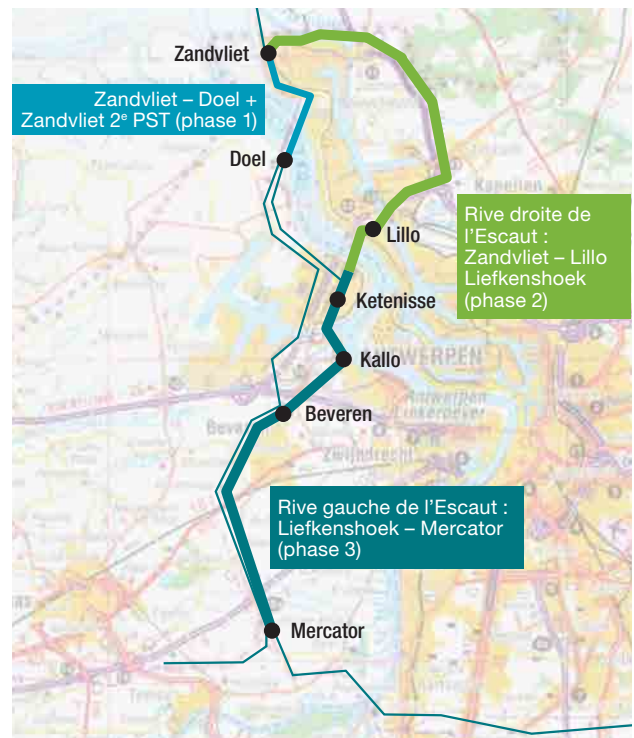


Figure 5.2 : Illustration du tracé de référence du plan-MER

Pour ce qui est de l'évolution du parc de production, il convient de souligner l'impact d'une éventuelle prolongation de la durée de vie des unités nucléaires de Doel 1 et de Doel 2. Une prolongation pourrait déboucher sur un scénario où la capacité de toutes les unités nucléaires de Doel (Doel 1, Doel 2, Doel 3 et Doel 4) doit être prise en compte. Un tel scénario nécessite la réalisation de la deuxième et de la troisième phase du projet BRABO, à titre complémentaire de la première phase, afin de permettre une augmentation de la capacité d'interconnexion de la frontière nord d'environ 1000MW.

ÉTUDES ULTÉRIEURES

Outre les projets préexistants et planifiés, Elia et TenneT ont lancé une étude commune afin de développer la vision pour un renforcement supplémentaire de la frontière nord.

La piste de référence cible le renforcement des liaisons frontalières Zandvliet (BE) – Kreekrak (NL) et/ou Van Eyck (BE) – Maasbracht (NL) grâce au remplacement des conducteurs existants par des conducteurs à haute performance, associé à l'installation de transformateurs-déphaseurs supplémentaires.

L'analyse coûts-bénéfices de cette piste de référence, la planification et l'évaluation de l'augmentation de la capacité d'interconnexion font l'objet de cette étude bilatérale. Il n'est dès lors pas exclu que des solutions alternatives soient également analysées.

5.2.4. Frontière sud

Les renforcements effectués par Elia au cours de la période 2005-2010 sur la frontière sud ont résulté jusqu'en 2011 en une capacité stable et conforme au marché avec une grande convergence des prix entre la Belgique et la France. En raison de l'arrêt imprévu des unités nucléaires Doel 3 et Tihange 2, l'importation à partir de la France a augmenté sensiblement dès 2012 avec, dans son sillage, une congestion structurelle plus présente au niveau de la frontière sud et une baisse de la convergence des prix.

Afin de faire face au contexte actuel de sécurité d'approvisionnement, des modules Ampacion ont été installés en prélude à l'hiver 2014-2015 sur les liaisons existantes suivantes :

- la liaison entre Avelgem et Avelin/Mastaing ;
- la liaison entre Achène et Lonny ;
- la liaison entre Aubange et Moulaine.

À l'horizon 2020, des flux sud-nord croissants résultant de l'intégration de l'éolien et de la position d'exportation de la France quand les conditions météorologiques sont favorables, exigent un renforcement plus structurel afin de continuer à faciliter le fonctionnement du marché.

L'étude EWIS (European Wind Integration Study) présentée en 2010 a déterminé des congestions sur la frontière sud pendant jusqu'à 40 à 50 % du temps à l'horizon 2020. En réaction à ce qui précède et comme annoncé dans le précédent Plan de Développement fédéral 2010-2020, Elia a effectué, en collaboration avec le gestionnaire du réseau français RTE, une étude bilatérale pour déterminer la stratégie la plus indiquée pour renforcer la frontière sud. Les résultats de cette étude ont été validés par des études exécutées au niveau ENTSO-E dans le cadre du Plan de Développement de réseau européen TYNDP 2014 et démontrent que, dans le cadre des scénarios étudiés, le renforcement du goulet d'étranglement « Avelin/Mastaing (FR) – Avelgem – Horta (Zomergem) » à l'ouest est la stratégie à adopter.

Le fait que la partie ouest de la frontière sud soit le plus sous pression s'explique par les développements qui se dessinent dans le nord-ouest de la France. En plus de l'intégration de l'éolien, cette zone se caractérise par le développement d'une capacité d'interconnexion supplémentaire entre la France et le Royaume-Uni, et le potentiel de nouvelles centrales de production (une nouvelle centrale au gaz est en construction à Bouchain).

Le renforcement visé consiste en le remplacement des conducteurs existants sur la liaison susmentionnée par des conducteurs à haute performance⁸³, dans le but de renforcer de cette manière la capacité de la frontière sud d'environ 1000 MW.

Elia a conclu un protocole d'accord avec RTE qui encadre la planification du futur développement de ce projet. La fin de la phase de développement et l'évaluation associée pour le démarrage de la phase de réalisation sont prévues pour 2018, avec une fin des travaux prévue en 2020.

Compte tenu de l'impact des facteurs de risque (notamment les autorisations, la capacité de transport disponible durant la réalisation des travaux) tels qu'ils sont connus aujourd'hui, Elia s'engage à ce stade du projet à avancer 2022 comme scénario le plus favorable. Ce timing tient également compte de la dépendance de l'exécution des travaux vis-à-vis du projet « Horta-Mercator » (voir 5.3.7).

Parallèlement au développement du projet sur l'axe Avelin-Avelgem-Horta, Elia et RTE étudient les possibilités de renforcer la liaison 220 kV entre Aubange (Belgique) et Moulaine (France). Cela englobe l'option d'installer deux transformateurs-déphaseurs 220 kV sur la liaison, ainsi que l'option du passage de la liaison 220 kV en 380 kV. L'analyse coûts-bénéfices, la planification, l'évaluation de l'augmentation de la capacité d'interconnexion et les synergies éventuelles avec, d'une part, le développement de l'interconnexion avec le Luxembourg (voir 5.2.7) et, d'autre part, le potentiel à long terme de la transition énergétique (voir 5.6) font l'objet de cette étude bilatérale. Il n'est dès lors pas exclu que des solutions alternatives soient également analysées.

5.2.5. Interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni: NEMO

Le projet NEMO concerne la réalisation d'une liaison bidirectionnelle par câble sous-marin de 1000 MW (courant continu) et d'une longueur approximative de 140 km. La liaison sera établie entre Richborough au Royaume-Uni et le poste « Gezelle » (Brugge) mis en place dans le cadre du projet STEVIN.

Le 20 novembre 2013, ce projet a été repris sur la liste des « Projets d'intérêt commun » (PCI) de la Commission européenne, ce qui souligne son importance communautaire dans le cadre de la politique énergétique européenne et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle.

Le Royaume-Uni est actuellement déjà relié au réseau de transport d'Europe continentale via une liaison sous-marine (courant continu) avec la France (IFA: 2000 MW) et les Pays-Bas (BritNed: 1000 MW).

Le projet NEMO contribuera au renforcement de l'intégration entre ces deux zones asynchrones et à la réalisation du marché intérieur de l'électricité, ce qui se traduira par une convergence renforcée des prix.

⁸³ Des conducteurs à haute performance ou HTLS (high-temperature low-sag) sont des conducteurs qui se dilatent moins que les conducteurs classiques lors de l'exploitation à des températures supérieures. Dès lors, davantage de courant peut être transporté à travers les conducteurs et la capacité de la liaison s'accroît.

Pour la Belgique, cela signifie spécifiquement qu'il sera désormais possible d'échanger directement de l'énergie avec le Royaume-Uni, ce qui implique un renforcement de la sécurité d'approvisionnement compte tenu de la diversification qui accompagne la nouvelle interconnexion.

Par ailleurs, NEMO contribue dans une large mesure à l'intégration de l'énergie renouvelable dans les deux pays étant donné que la technologie HVDC utilisée pour la construction de NEMO permet de répondre aux besoins de flexibilité liés au caractère variable de l'énergie renouvelable.

La décision finale d'investissement pour le projet NEMO a été prise au printemps 2015. En juin 2015, les contrats pour les postes de conversion et la liaison en câble ont été attribués. Les travaux préparatoires débutent en 2015, tandis que les travaux de construction commenceront mi-2016, avec une livraison technique fin 2018 et une exploitation commerciale dès 2019.

La réalisation du projet STEVIN est une condition indispensable à l'intégration de NEMO et correspond à la planification du projet NEMO⁸⁴.

Au Royaume-Uni, les renforcements internes nécessaires au réseau sont réalisés par National Grid Electricity Transmission (NGET) en phase avec le planning du projet NEMO.

5.2.6. Interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne: ALEGrO

Le Plan de Développement fédéral 2010-2020 avait déjà reconnu le potentiel d'une liaison électrique entre la Belgique et l'Allemagne.

Entre-temps, Elia et Amprion, le gestionnaire du réseau de transport allemand dans la région frontalière de la Belgique, ont exécuté les études bilatérales nécessaires qui confirment le besoin et qui ont avancé la solution la mieux adaptée en matière de technologie et de tracé.

Ce faisant, les deux entreprises ont signé, début 2012, un protocole d'accord qui fixe l'intention de réaliser une première interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne. Ce projet baptisé ALEGrO (Aachen Liège Electric Grid Overlay) prévoit la mise en place d'un câble à courant continu d'une puissance approximative de 1000MW sur une distance d'environ 100 km entre les postes de Lixhe (Visé) en Belgique et d'Oberzier en Allemagne.

Le 20 novembre 2013, ce projet a été repris dans la liste des Projets d'intérêt commun de la Commission européenne, ce qui souligne son importance communautaire dans le cadre de la politique énergétique européenne et le renforcement nécessaire de l'infrastructure électrique qui en découle.

Cette nouvelle interconnexion va avant tout contribuer à renforcer la sécurité d'approvisionnement via la diversification qu'elle offre au marché en permettant d'échanger directement de l'énergie entre la Belgique et l'Allemagne. Cet échange direct d'énergie facilite aussi la poursuite de l'intégration du marché, ce qui résulte en une convergence des prix accrue au sein de la région CWE.

Par ailleurs, ALEGrO jouera un rôle déterminant dans la transition du mix énergétique qui se caractérise tant en Belgique qu'en Allemagne (définie dans la loi allemande «Énergiewende») par une sortie complète du nucléaire et des objectifs ambitieux en matière d'intégration des énergies renouvelables.

En cas de vent ou d'ensoleillement faible en Belgique et d'excès de production en Allemagne, ALEGrO permettra d'importer de l'énergie. En cas de vent ou d'ensoleillement fort en Belgique en combinaison avec une faible demande, ALEGrO permettra d'exporter de l'énergie. La fréquence de ces événements dépendra également du rythme et de l'intensité de l'intégration de l'énergie renouvelable.

⁸⁴ Le planning du projet STEVIN prévoit sa réalisation pour fin 2017. Voir section 5.4.3 pour plus d'informations.

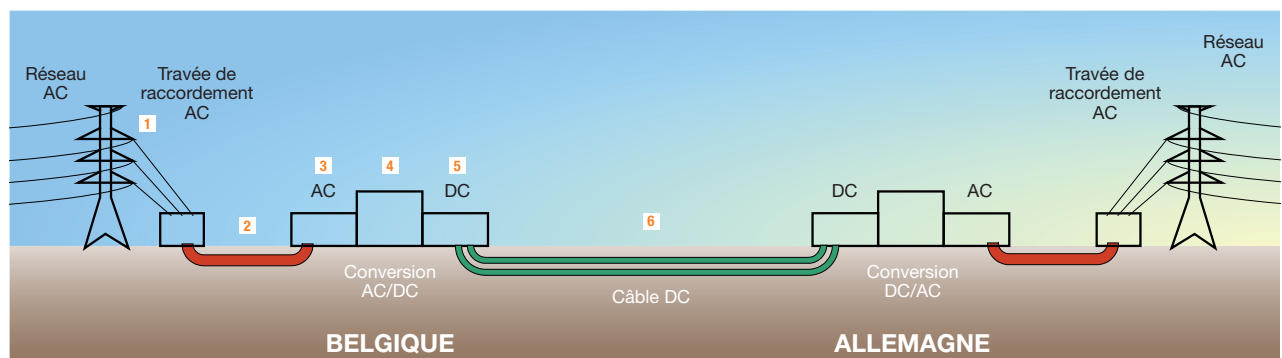


Figure 5.3: Illustration ALEGrO

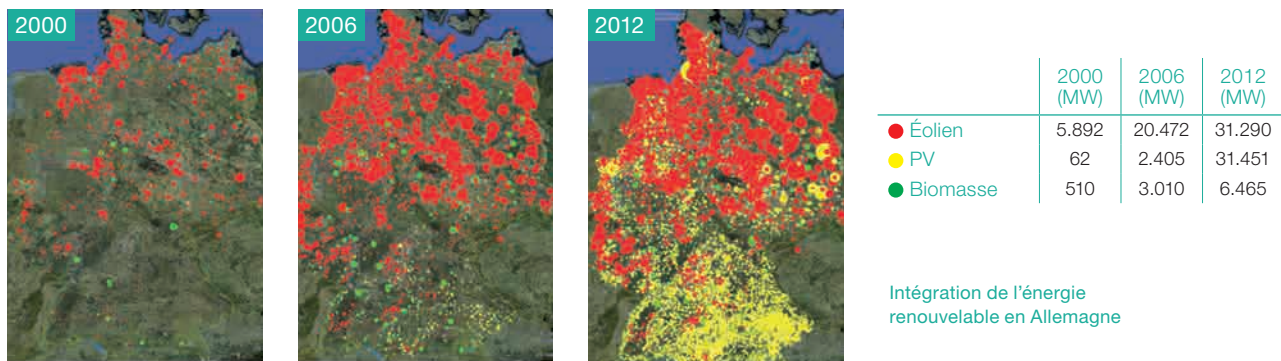


Figure 5.4: Évolution de l'énergie renouvelable en Allemagne (2000 - 2012)

Ces 10 dernières années, la part d'énergie renouvelable en Allemagne a affiché une forte augmentation de 7 à 70 GW et devrait atteindre les 120 GW vers 2020. Dans le cadre des scénarios vision 3 « Green transition » et vision 4 « Green revolution » prévus pour 2030, cette valeur pourrait même atteindre 160 et 190 GW, respectivement.

Étant donné qu'ALEGrO utilise la technologie HVDC, il répond en définitive au besoin de flexibilité lié au caractère variable de l'énergie renouvelable.

Pour le moment, ce projet se trouve encore dans sa phase de développement. En 2013, Elia a lancé une procédure de révision partielle du plan de secteur afin d'inscrire une zone de réservation pour la liaison en courant continu, et dont l'adaptation définitive est attendue fin 2015.

La fin de la phase de développement et l'évaluation associée pour le démarrage de la phase de réalisation sont prévues en 2016. Pour la suite, Elia prévoit de lancer en 2016 les procédures d'obtention des dernières autorisations nécessaires afin de lancer les travaux en 2017 et de commencer l'exploitation opérationnelle dès 2020.

5.2.7. Interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg

Le réseau de transport du Grand-Duché de Luxembourg se compose aujourd'hui de deux parties: une partie (Sotel) est raccordée au réseau belge (Elia) et au réseau français (RTE), et l'autre partie (Creos), au réseau allemand (Amprion). Entre ces deux parties, aucun transit d'électricité direct n'est possible aujourd'hui en condition d'exploitation normale du réseau.

Cette structure doit être adaptée et étendue afin de mieux intégrer le réseau de transport grand-ducal aux réseaux voisins. Cette intégration répond au besoin de Creos de renforcer son réseau en raison de l'augmentation de la consommation et de garantir ainsi la sécurité d'approvisionnement du Grand-Duché de Luxembourg. Par ailleurs, il existe un objectif commun

d'augmentation de la capacité dans cette région entre l'Allemagne, le Luxembourg et la Belgique.

Elia a donc élaboré depuis 2009, en collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport concernés du Luxembourg (Creos), de France (RTE) et d'Allemagne (Amprion), une vision commune pour renforcer l'intégration du réseau luxembourgeois. Les études correspondantes ont démontré que le développement d'une interconnexion 220 kV entre la Belgique et le Luxembourg est le scénario le plus approprié.

Ce scénario a été officialisé dans un protocole d'accord conclu entre Elia et Creos, qui a été signé par les deux parties le 25 juin 2013. Ce protocole d'accord a aussi été soumis à l'approbation des deux régulateurs nationaux et des deux ministres nationaux en charge de l'énergie à l'époque. Dans le cadre de ce protocole d'accord, Sotel Réseau et Cie et Sotel SC ont également conclu un accord avec Creos pour mettre une partie de leurs infrastructures à la disposition de Creos.

PHASE 1 : RÉALISATION DE LA PREMIÈRE INTERCONNEXION ENTRE LA BELGIQUE ET LE LUXEMBOURG (2015)

Pour la fin 2015, Creos placera un transformateur-déphaseur (PST) dans le réseau luxembourgeois à hauteur du poste de Schifflange (LU), afin de créer une liaison directe entre les postes d'Aubange (BE) et de Schifflange (LU). Ce transformateur-déphaseur reste toutefois dans la zone de réglage belge au moins jusqu'au 31 décembre 2020 et sera géré par Elia.

Le transformateur-déphaseur permet de contrôler les flux de transit entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne et d'exploiter ainsi une première interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg, avec une capacité d'interconnexion de 300 à 400 MW. Afin de pouvoir exploiter cette capacité dans le sens Luxembourg-Belgique, il convient, dans un premier temps, que Creos effectue les renforcements internes nécessaires dans le réseau luxembourgeois, qui sont prévus pour 2017. Par ailleurs, il importe de tenir compte du fait que l'unité de production Twinerg serait transférée au plus tôt en 2018 de la zone de réglage d'Elia vers celle de Creos.

PHASE 2: DÉVELOPPEMENTS ULTÉRIEURS (2022)

Des études préalables ont démontré qu'une nouvelle augmentation de la capacité d'interconnexion entre la Belgique et le Luxembourg n'est seulement possible à terme que moyennant la réalisation d'une liaison complémentaire. La solution de référence actuelle prévoit à cet égard l'installation de deux câbles

220 kV entre les postes d'Aubange (BE) et de Bascharage (LU), avec des transformateurs-déphaseurs optionnels pour contrôler l'ensemble des flux. Ce faisant, la capacité d'interconnexion pourrait augmenter jusqu'à 700 MW.

Ce scénario doit encore être confirmé à l'aide d'études en cours.

5.3. Le développement de l'épine dorsale du réseau interne

Le réseau 380 kV forme un ensemble continu à travers la Belgique. Complémentairement au développement des liaisons transfrontalières, la partie « interne » du réseau 380 kV doit également être renforcée, non seulement pour permettre la réalisation de capacités d'interconnexion supplémentaires et faire ainsi face aux flux de transit internationaux de plus en plus importants, mais également pour faciliter le raccordement de nouvelles unités de production sur le réseau belge.

Des investissements spécifiques sont en outre requis pour permettre à la capacité d'importation simultanée d'évoluer en même temps que le développement des interconnexions.

Pour finir, l'épine dorsale interne assure intrinsèquement l'alimentation des réseaux 150 kV et 220 kV sous-jacents. Afin de rendre ces réseaux sous-jacents plus indépendants de la réduction des moyens de production disponibles à ces niveaux de tension, le lien avec l'épine dorsale interne doit être renforcé de manière ciblée.

Dans ce contexte, Elia souhaite souligner que l'expérience a démontré que le mécanisme actuel de réservation de capacité présente des limites. Cet aspect a été discuté à plusieurs reprises au sein du Users' Group d'Elia. Après une analyse approfondie, cet organe de concertation a formulé une recommandation en faveur d'une révision du mécanisme de réservation de capacité sur le réseau Elia pour de nouvelles unités de production.⁸⁵

Dans le présent Plan de Développement, il est tenu compte des quatre projets repris dans le tableau ci-dessous. Les trois premiers projets ont une réservation de capacité. Le quatrième projet concerne le raccordement potentiel d'une centrale néerlandaise au réseau 380 kV, pour lequel le (candidat-)producteur a fait réaliser par Elia une étude détaillée conformément aux modalités du processus de raccordement.

Elia continue à contrôler l'évolution de ces dossiers, ainsi que le cadre global avec des initiatives éventuelles relatives à un mécanisme de soutien de la capacité, et des besoins en matière de renforcement du réseau.

5.3.1. Réservations de capacité

Le raccordement de toute nouvelle unité de production électrique au réseau Elia suit un processus bien déterminé. Conformément au règlement technique fédéral (Arrêté Royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci), la réservation de capacité de production se fait à un moment précis dans le processus de raccordement. Cette réservation de capacité définit dès lors le moment à partir duquel l'unité de production en projet doit être prise en compte dans les analyses de réseau réalisées par Elia.

⁸⁵ La recommandation relative au processus de réservation de capacité pour de nouvelles unités de production sur le réseau Elia en vue d'une révision des règlements techniques peut être consultée sous le lien suivant : http://publications.elia.be/upload/UG_upload/B6RX74MNH6.pdf

#	Commune	Raccordement au réseau Elia	Puissance	Date attribution permis de production
1	Dilsen-Stokkem	Dilsen 380	2*460 MW	27/07/2010
2	Evergem	Baekeland 380	2*460 MW	1/08/2011
3	Manage	Courcelles 380	450 MW	14/07/2014
4	Maasbracht (NL)	Van Eyck 380	860 MW	-
Total			3150 MW	

Tableau 5.3: Projets de raccordement d'unités de production centralisée sur le réseau 380kV dans le cadre d'une étude détaillée

5.3.2. Aperçu des projets

Le tableau ci-dessous regroupe les projets qui s'inscrivent dans le développement de l'épine dorsale, y compris les besoins de renforcement du réseau liés aux raccordements d'unités de production sur le réseau 380kV.

Projet	Description	Planning	Statut
Gramme (Huy) - Van Eyck (Kinrooi)	Base <ul style="list-style-type: none"> Poste 380 kV à Van Eyck Installation du deuxième terne 380 kV (en HTLS) sur les pylônes existants entre Van Eyck et Zutendaal Transformateur 380/150 kV à André Dumont (Genk) en repiquage sur la ligne Gramme-Van Eyck, où la sortie 150 kV est reliée via deux ternes 150 kV au poste 150 kV de Langerlo 	2015	Réalisation
	Centrale potentielle (860 MW) à Maasbracht Travaie de raccordement dans le poste Van Eyck 380 kV à prévoir, pas de renforcement supplémentaire nécessaire de l'épine dorsale	~2 ans après la décision	Développement
	Réservation de capacité (920 MW) à Dilsen-Stokkem Construction d'un nouveau poste 380 kV à Dilsen et intégration de celui-ci sur un terne entre Gramme et Van Eyck	~3 ans après la décision	Développement
Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)	Base <ul style="list-style-type: none"> Installation du deuxième terne 380 kV (en HTLS) sur les pylônes existants entre Lixhe et Herderen Poste 380 kV à Lixhe 2 transformateurs 380/220 kV à Lixhe 	2017	Réalisation
	Intégration d'ALEGrO <ul style="list-style-type: none"> Installation du transformateur 380/150 kV à Lixhe, y compris un couplage dans le poste 150 kV à Lixhe 	2020	Développement
	Réservation de capacité (920 MW) à Navagne - ANNULÉE <ul style="list-style-type: none"> Travées de raccordement dans le poste 380 kV à Lixhe Liaison 380 kV supplémentaire Lixhe-Herderen équipée de deux ternes Transformateur supplémentaire 380/150 kV dans le Limbourg (site André Dumont à Genk) 	-	Annulé
Meerhout	Extension du poste de Meerhout 380 kV à 2 jeux de barres, y compris un couplage	2017	Développement
Massenhoven– Van Eyck – Gramme: upgrade potentiel	En fonction de l'évolution des flux de transit, du raccordement effectif d'unités de production dans les régions impliquées et d'un renforcement ultérieur de la frontière nord, les renforcements potentiels suivants sont nécessaires <ul style="list-style-type: none"> Massenhoven-Meerhout-Van Eyck: réalisation d'un deuxième terne 380 kV sur les pylônes existants, y compris l'extension du poste Massenhoven 380 kV avec un couplage Van Eyck–Gramme: renforcement de l'axe 380 kV, y compris le repiquage Lixhe-Herderen, moyennant le remplacement des conducteurs classiques par des conducteurs à haute performance (HTLS) 	2020-2025	Étude

Projet	Description	Planning	Statut
Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)	Construction du poste Horta Notamment nécessaire au projet « Horta-Mercator »	2015	Réalisé
	Upgrade vers HTLS Upgrade de la liaison 380kV équipée de deux ternes entre Horta (Zomergem) et Mercator (Kruibeke) par le remplacement des conducteurs actuels par des conducteurs à haute performance (HTLS), y compris l'intégration du terna 380kV Horta-Doel dans le poste Mercator	2019	Développement
	Réservation de capacité (920 MW) à Evergem Construction du poste 380kV à Baekeland (Oostakker) et intégration de celui-ci sur un terna 380kV entre Horta et Mercator	2,5 à 3 ans après la décision	Développement
Courcelles	Réservation de capacité (450 MW) à Manage Travée de raccordement dans le poste 380kV de Courcelles à prévoir, pas de renforcement de l'épine dorsale nécessaire	1,5 à 2 ans après la décision	Développement
	Réservation de capacité (465 MW) à Roux – ANNULÉE Travée de raccordement dans le poste 380kV de Courcelles à prévoir, pas de renforcement de l'épine dorsale nécessaire	-	Annulé
Capacité d'importation et indépendance du parc de production	Installation d'équipements de réglage afin de soutenir la tension sous la forme de deux batteries de condensateurs 75 Mvar en Hainaut · La Croyère 150kV · Chièvres 150kV	2016	Développement
	Besoins complémentaires d'équipements de réglage de la tension après la réalisation des interconnexions HVDC NEMO et ALEGrO	2019	Étude
	Renforcement de la transformation depuis le réseau 380kV vers le réseau 150kV à Rodenhuize · Nouveau transformateur 380/150kV sur le site Baekeland · Sortie 150kV via deux câbles 150kV reliés au poste 150kV à Rodenhuize	2018	Étude
	Renforcement de la transformation depuis le réseau 380kV vers le réseau 150kV à Gouy · Nouveau transformateur 380/150kV sur le site Courcelles · Sortie 150kV via deux câbles 150kV reliés au poste 150kV à Gouy	2018	Développement
	Installation de quatre réactances shunts 75 Mvar à des endroits ciblés dans le réseau pour une gestion adéquate de la tension · Bruegel 380kV · Avernas 150kV · Aubange 220kV · Brugge Waggelwater 150kV	2015-2016	Réalisation
Black-Out Mitigation (BOM)	Installation de générateurs diesel et d'un réseau satellite privé dans 456 postes	2016-2026	Développement

Tableau 5.4: Tableau récapitulatif des projets de l'épine dorsale

5.3.3. Gramme (Huy) - Van Eyck (Kinrooi)

Ce projet est en cours de réalisation avec une date de fin prévue en 2015. Il double la capacité de transport sur l'axe Gramme (Huy) – Van Eyck (Kinrooi) au moyen de :

- la réalisation d'un deuxième terna 380kV entre le poste Gramme (Huy) et le poste Van Eyck (Kinrooi). Ce projet comprend la pose d'un terna avec des conducteurs à haute performance (HTLS) sur les pylônes existants entre Zutendaal et Van Eyck sur une distance de 30 km, en prolongement du terna actuel entre Zutendaal et Gramme actuellement exploité en 150kV ;
- la construction d'un poste 380kV complet à Van Eyck (Kinrooi) dans lequel ce deuxième terna sera intégré ;
- l'installation d'un transformateur 380/150kV dans le nouveau poste André Dumont (Genk) raccordé au 380kV en repiquage sur le deuxième terna susmentionné. Le secondaire 150kV du transformateur est raccordé au poste 150kV à Langerlo via l'installation de deux ternes sur une ligne 150kV existante.

Ce renforcement est nécessaire pour conserver la capacité actuelle à la frontière nord en fonction des flux de transit en hausse et pour rendre robuste cet axe pour le développement ultérieur de la frontière nord.

Ce renforcement permet en outre de raccorder de nouvelles centrales potentielles :

- le raccordement d'une puissance jusqu'à 860MW dans le poste Van Eyck requiert uniquement la construction d'une travée de raccordement 380kV dans ce futur poste auquel peut être raccordé le câble entre le poste et la centrale ;
- la construction et l'intégration sur l'axe Gramme-Van Eyck d'un nouveau poste 380kV à Dilsen-Stokkem permettent de raccorder deux centrales TGV de 460 MW pour lesquelles un permis de production a été délivré au candidat-producteur en 2010.

5.3.4. Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)

Après le renforcement de l'axe Gramme-Van Eyck, le lien entre cet axe et le nœud Lixhe est renforcé par :

- l'extension de la liaison 380kV existante entre Lixhe (Visé) et Herderen (Riemst) par la pose d'un deuxième terne sur les pylônes existants. Comme entre Van Eyck et Zutendaal, ce deuxième terne est équipé de conducteurs à haute performance (HTLS) ;
- la construction d'un poste 380kV complet à Lixhe (Visé) dans lequel ce deuxième terne sera intégré ;
- l'installation de deux transformateurs 380/220kV à Lixhe (Visé) en remplacement d'un transformateur existant qui arrive en fin de vie.

Ces adaptations sont nécessaires pour atteindre deux objectifs : pérenniser la sécurité d'approvisionnement dans la province de Liège et permettre l'intégration future de l'interconnexion avec l'Allemagne (projet ALEGrO).

La sécurité d'approvisionnement dans la région de Liège dépend en effet de plus en plus de l'injection depuis le réseau 380kV, comme le montre la fermeture (annoncée) d'environ 1000MW de production dans la région entre 2013 et 2019.

Pour pouvoir échanger 1000MW via ALEGrO entre la Belgique et l'Allemagne, un lien solide entre le nœud Lixhe et l'axe Gramme-Van-Eyck est également nécessaire. Il est en outre prévu, simultanément à l'arrivée d'ALEGrO, de renforcer le nœud Lixhe par un transformateur 380/150kV et d'installer un couplage 150kV.

5.3.5. Meerhout

Le poste de Meerhout compte deux transformateurs 380/150kV et joue par conséquent un rôle important dans l'alimentation du réseau 150kV sous-jacent dans la région du Limbourg. Les deux transformateurs sont toutefois raccordés sur le même jeu de barres. Afin de consolider l'exploitation du réseau en cas de perte de ce jeu de barres dans le poste de Meerhout, le présent Plan de Développement prévoit l'agrandissement de ce poste afin d'en faire un poste 380kV à part entière avec 2 jeux de barres, y compris un couplage, d'ici 2017.

5.3.6. Massenhoven – Van Eyck – Gramme : upgrade potentiel

Les études réalisées jusqu'à présent concluent à une poursuite potentielle du renforcement de ce réseau 380kV dans les régions d'Anvers, du Limbourg et de Liège, plus précisément sur les axes Massenhoven-Van Eyck et Gramme-Van Eyck. Cet investissement est prévu dans la période 2020-2025 en fonction de l'évolution des flux de transit, de la réalisation effective de nouvelles unités de production centralisée potentielles dans les régions concernées et de la perspective d'un nouveau renfor-

cement de la frontière nord dans le cadre duquel un upgrade potentiel des liaisons transfrontalières entre Van Eyck en Belgique et Maasbracht aux Pays-Bas est étudié. Sur l'axe Massenhoven-Van Eyck, la capacité de transport peut être doublée par l'ajout d'un couplage au poste Massenhoven 380kV, l'exploitation en 380kV du terne 150kV existant entre Massenhoven et Heze sur la même rangée de pylônes que l'actuelle liaison 380kV, et l'ajout d'un deuxième terne 380kV entre Heze, Meerhout et Van Eyck sur la même rangée de pylônes que la liaison 380kV actuelle.

Pour augmenter davantage la capacité de transport de l'axe Gramme-Van Eyck, les conducteurs classiques existants devraient pouvoir être remplacés par des conducteurs à haute performance (HTLS) sur l'ensemble de l'axe – y compris le repiquage depuis Herderen vers Lixhe. Anticipant sur ces évolutions potentielles, les nouveaux ternes 380kV entre Van Eyck et Zutendaal (voir 5.3.3) et entre Lixhe et Herderen (voir 5.3.4) sont d'ores et déjà réalisés avec des conducteurs à haute performance.

La confirmation du besoin de cet upgrade potentiel fait l'objet d'études complémentaires, dans lesquelles le suivi des moteurs d'investissement susmentionnés occupe une place centrale.

5.3.7. Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)

Ces dernières années, le réseau 380kV entre les postes Mercator et Avelgem a endossé un rôle de plus en plus essentiel dans l'alimentation des réseaux sous-jacents dans les régions de Flandre-Orientale et Flandre-Occidentale, suite au fait que moins de centrales sont actives dans ces réseaux (cf. fermeture temporaire ou partielle des centrales à Herdersbrug, Ruien et Ham).

Cet axe est en outre soumis aux flux nord-sud, dont une hausse significative a été constatée ces dernières années en corrélation avec l'évolution des énergies renouvelables en Allemagne. Avec des flux de 1000MW et plus, la capacité de la ligne est actuellement utilisée à 70-80 %.

La capacité de transport actuelle de cet axe est structurellement insuffisante pour transporter des flux de 2000 à 3000MW entre la France, les Pays-Bas et l'axe STEVIN (avec la production éolienne offshore et NEMO). Outre les flux de transit croissants, la réalisation de l'axe STEVIN (voir 5.4.3) augmentera en effet la pression de manière substantielle, en premier lieu via l'intégration du vent offshore mais également via l'intégration de NEMO.

RÉALISATION DU POSTE HORTA

En juin 2015, Elia a réalisé le nouveau poste 380kV Horta, qui a plusieurs objectifs.

Horta est avant tout nécessaire afin de pouvoir intégrer un transformateur 380/150kV supplémentaire à Baekeland, voir également la section 5.3.10.

La création de ce poste permet ensuite d'étaler le renforcement de l'axe actuel Mercator-Avelgem. Sans Horta, la totalité de l'axe devrait en effet être renforcée immédiatement. Il est désormais subdivisé en une partie de Mercator à Horta, qui fait l'objet de ce projet, et en une partie de Horta à Avelgem, qui fait l'objet du projet de renforcement de la frontière sud (voir 5.2.4).

Et enfin, Horta constitue le point de départ du projet STEVIN visant à étendre le réseau 380kV vers la région côtière.

UPGRADE DE HORTA-MERCATOR EN HTLS

L'objectif du remplacement des conducteurs existants par des conducteurs à haute performance (HTLS) est de doubler la capacité existante entre Horta et Mercator. En restant dans l'axe de la liaison existante, on utilise l'infrastructure de manière optimale et on réduit au minimum l'impact sur l'environnement.

En tant qu'élément du renforcement, il est proposé d'intégrer dans le poste de Mercator la ligne 380kV Horta-Doel qui, dans sa configuration actuelle, contourne le poste Mercator. Cela permet une répartition plus uniforme des flux d'énergie entre les postes Mercator, Doel et Zandvliet grâce à la structure plus symétrique qui en résulte. Cette adaptation évite en outre que le tronçon entre Doel et Mercator ne doive également être renforcé. Les coûts ainsi économisés compensent largement les coûts nécessaires à l'intégration de la ligne dans Mercator.

Le projet se trouve dans la phase de développement qui se déroule jusqu'en 2017, en parallèle avec le trajet prévu d'obtention des autorisations. Compte tenu de ce planning et des facteurs de risque (autorisations, réalisation des travaux qui a un impact sur les capacités) tels que nous les connaissons aujourd'hui, Elia prévoit une réalisation en 2019 dans le scénario le plus optimiste.

RÉSERVATION DE CAPACITÉ 920 MW

Le renforcement de l'axe Horta-Mercator permet également l'arrivée potentielle d'une nouvelle centrale de 920 MW dans la région de Gand pour laquelle le candidat-producteur a reçu une autorisation de production en 2011. La construction d'un nouveau poste 380kV sur le site Baekeland (Oostakker), intégré dans l'axe Horta-Mercator, s'est avérée être une solution économique intéressante pour raccorder cette nouvelle centrale potentielle.

5.3.8. Raccordement potentiel d'une unité de production à Courcelles

Il existe une réservation de capacité dans le poste 380kV à Courcelles pour une centrale TGV de 450MW, pour laquelle une autorisation de production a été remis au candidat-producteur en 2014.

Le raccordement de cette centrale ne nécessite aucun renforcement particulier du réseau en dehors de la construction d'une travée de raccordement dans le poste 380kV de Courcelles sur laquelle le câble entre le poste et la centrale serait raccordé.

5.3.9. Évolution de la capacité d'importation ex ante simultanée

La capacité d'importation ex ante simultanée est la capacité d'importation minimale qui peut être mise à la disposition du marché depuis le réseau belge en cas de conditions d'exploitation normales, c'est-à-dire aucune indisponibilité planifiée ou imprévue de l'infrastructure réseau (à la fois en Belgique et dans les pays voisins), et sans connaissance préalable des flux d'énergie.

Avant tout, Elia souhaite clarifier le fait qu'il est question d'une capacité ex ante uniquement dans un modèle de marché basé sur les Available Transfer Capacity (ATC). Avec l'introduction du Flow Based Market Coupling (FBMC), la référence aux valeurs frontalières ATC n'est pas pertinente car la capacité est optimisée en fonction des possibilités sur les liaisons. Le plus souvent, le domaine du marché s'en trouve également accru.

Le niveau d'importation qui induit alors une congestion dépend toujours de la capacité technique disponible du réseau, associée à l'utilisation de la capacité de production disponible par le marché. Cette relation entre « le réseau » et « le marché » forme la base du FBMC, où aucune limite inférieure fixe ne peut être définie comme une limite d'importation ex ante.

Avec la capacité d'interconnexion actuelle (capacité transfrontalière technique) de la frontière nord, on peut se baser sur un solde d'importation entre 3500MW et 4500MW, hors situations hivernales exceptionnelles (voir plus loin). La valeur de 3500MW correspond à une interconnectivité de 17%⁸⁶. Les objectifs européens en matière d'interconnectivité en 2020 et 2030 s'élèvent respectivement à 10 et 15 %.

Les interconnexions planifiées permettront d'augmenter considérablement les possibilités d'importation à partir des pays voisins, ce qui contribue à l'intégration du marché, à l'intégration de l'énergie renouvelable et à la sécurité d'approvisionnement. Une augmentation à plus de 6500 MW (quand le marché utilise les interconnexions dans la direction « importations vers la Belgique ») vers 2020 est présupposée en deux étapes :

- une augmentation de 1000MW après la réalisation de BRABO phase 1 ;
- une augmentation ultérieure de 2000MW après la réalisation de NEMO et ALEGRO.

⁸⁶ Le niveau d'interconnectivité est défini par rapport à la capacité de production installée nationale. Il s'élève à 17 % pour la Belgique en 2014. Voir le rapport le plus récent en la matière de la Commission européenne : http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/interconnectors_en.pdf

Pour faciliter cette augmentation, des investissements ciblés en réglages sont nécessaires. L'utilisation d'une capacité d'importation accrue par le marché implique effectivement une moindre production sur la base des unités centralisées classiques sur le marché belge. Et il est dès lors nécessaire de satisfaire via un autre chemin, à savoir des investissements en réglages, aux critères en matière de tension et de stabilité du réseau.

Il faut souligner qu'étant donné le contexte en cas de situation hivernale exceptionnelle, une hypothèse d'importation spécifique est utilisée dans le cadre des analyses de sécurité de l'approvisionnement.

Les paragraphes suivants apportent davantage de précisions sur les points ci-dessus.

AUGMENTATION DE 1000 MW APRÈS LA RÉALISATION DE BRABO PHASE 1

Cette phase se concentre sur la situation après la réalisation de BRABO phase 1, à savoir le quatrième PST (deuxième à Zandvliet) à la frontière nord combiné à la réalisation nécessaire du deuxième terne 380kV entre Doel et Zandvliet.

Grâce à BRABO phase 1, une augmentation de la capacité d'interconnexion de la frontière nord de l'ordre de 1000MW peut être attendue. Elia souhaite ainsi souligner que cette augmentation est uniquement valable lors de scénarios avec une production maximale de 2GW sur le site de Doel. Au cas où un scénario avec une production supérieure à 2GW sur le site de Doel se présenterait, le projet BRABO doit être exécuté dans son ensemble (y compris les phases 2 et 3) afin de permettre l'augmentation ciblée.

Grâce à cette augmentation, on peut se baser à partir de l'hiver 2016-2017 sur un solde d'importation d'au moins 4500MW « toutes choses étant égales par ailleurs », c'est-à-dire :

- aucune indisponibilité prévue ou pas de l'infrastructure du réseau (tant en Belgique que dans les pays voisins) ;
- aucune modification fondamentale du parc de production en France et/ou aux Pays-Bas. Si celles-ci devaient survenir, on peut s'attendre à ce que cela ait un effet sur les flux énergétiques internationaux, y compris sur les flux de transit et sur le niveau d'importation qui peut être atteint.
- les flux énergétiques internationaux résultant de l'échange de marché, aucune congestion ne peut être provoquée dans les réseaux des pays voisins au sein du contexte du FBMC.

Une étude interne a en outre indiqué que des niveaux d'importation à partir de 4500MW requièrent un investissement dans des équipements de réglage spécifiques afin de soutenir la tension dans les régions de Bruxelles et du Hainaut. Ce soutien de la tension est concrétisé au moyen de l'installation de deux batteries de condensateurs de 75 Mvar dans la région du Hainaut, où il est attendu que les unités qui pourraient soutenir la tension ne tourneraient que rarement lors de tels niveaux d'importation.

Plus précisément, dans le courant de l'hiver 2016-2017, une batterie de condensateurs est installée dans le poste 150kV de La Croyère (La Louvière) et une batterie de condensateurs dans le poste 150kV de Chièvres.

AUGMENTATION ULTÉRIEURE À 6500 MW APRÈS LA RÉALISATION DE NEMO ET ALEGRO

NEMO et ALEGRO permettent de réaliser une capacité d'importation supplémentaire de 2000MW quand le marché utilise ces interconnexions dans la direction des importations vers la Belgique.

Ces projets HVDC de 1000MW chacun fournissent intrinsèquement une contribution importante au respect des critères de tension et de stabilité du réseau par le biais de possibilités de réglage de leurs postes de conversion.

Une étude a débuté et sera clôturée dans le courant de l'année 2015 afin de déterminer si cette contribution est suffisante et si des équipements de réglage additionnels sont éventuellement nécessaires ailleurs.

HYPOTHÈSE D'IMPORTATION NETTE EN CAS DE SITUATIONS HIVERNALES EXCEPTIONNELLES

Dans des situations hivernales exceptionnelles, caractérisées par une vague de froid associée à un manque de soleil et de vent, tant la Belgique que la France se trouvent dans une position d'importation forte. Dans une telle configuration du marché, qui pose les défis majeurs quant à la sécurité d'approvisionnement en Belgique, l'importation physique provient totalement du nord, tandis qu'une partie de la capacité d'interconnexion de la frontière nord est utilisée pour le transit vers la France.

En tenant compte de cela, une hypothèse d'importation nette de 2700MW durant les heures critiques du pic hivernal est utilisée dans le cadre des analyses de la sécurité d'approvisionnement et donc pour la détermination du volume des réserves stratégiques pour l'hiver 2015-2016. Cette hypothèse d'importation sera révisée lors de chaque nouvelle analyse, en tenant compte de l'évolution de la capacité d'interconnexion de la frontière nord en fonction de la réalisation totale de BRABO phase 1 ainsi que

- des limitations éventuelles des réseaux des pays voisins au sein du nouveau contexte du FBMC : aucune congestion ne peut en effet être provoquée dans les réseaux des pays voisins. Le risque de congestion se présente essentiellement pendant les pointes hivernales. Ces pointes hivernales vont en effet de pair avec des flux nord-sud en forte croissance au niveau CWE ;
- l'évolution des réserves de moyens de production dans les pays voisins : l'énergie doit être effectivement disponible à l'étranger et achetée par les acteurs du marché responsables afin de l'importer en Belgique. Elia ne peut bien entendu offrir aucune garantie en la matière et constate qu'il existe également des programmes de fermeture d'unités de production dans les pays limitrophes.

Le défi consiste donc à garantir une sécurité d’approvisionnement au niveau européen en harmonisant les mesures des différents États membres et en limitant au maximum l’impact sur le fonctionnement du marché européen.

5.3.10. Indépendance du parc de production

Une capacité d’importation simultanée plus importante pose en outre quelques défis spécifiques en termes de gestion de l’alimentation des réseaux sous-jacents et de gestion locale de tensions trop élevées lorsque la demande est relativement faible. Les investissements qui en découlent sont présentés ici. Des renforcements additionnels éventuels dans les réseaux sous-jacents qui en découlent sont expliqués au chapitre 6 sous un angle d’approche local.

RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION VERS LES RÉSEAUX SOUS-JACENTS

Le réseau 380kV constitue l’épine dorsale du système et a pour objectif de transporter des puissances importantes sur de longues distances. Le réseau 150kV et les liaisons non transfrontalières sur le réseau 220kV servent au transport d’électricité vers les principaux centres de consommation. Les grands consommateurs industriels et, historiquement, les centrales thermiques y sont raccordés.

Toutefois les réseaux 150kV et 220kV sont soumis à une pression croissante :

- d’une part, il y a moins de capacité de production dans ces réseaux, en raison des fermetures (annoncées) d’unités thermiques existantes et du fait que le raccordement au réseau 380 kV de nouvelles unités thermiques est la solution la plus opportune économiquement (à une exception près) ;
- cela entraîne des pénuries/surplus entre les différentes zones de ces réseaux. Ils provoquent des flux de transit en plus des flux qui alimentent la charge et pour lesquels ces réseaux sont dimensionnés ;
- d’autre part, ces réseaux constituent une voie parallèle au réseau de transport 380kV. Étant donné que l’électricité suit le chemin de la moindre résistance, ces réseaux doivent traiter une partie des flux du réseau 380kV et endossent donc une partie du rôle de transport 380kV. Étant donné que les flux (de transit) à travers le réseau 380kV sont de plus en plus importants, ils amplifient cet impact sur les réseaux 150kV et 220kV.

Pour inverser cette tendance et garantir l’indépendance des réseaux 150kV et 220kV par rapport à l’évolution du parc de production centralisée, la solution consiste en premier lieu à renforcer de manière ciblée la transformation du réseau 380kV vers les réseaux 150kV et 220kV sous-jacents. Il est en outre nécessaire « d’ouvrir » le réseau sous-jacent en certains points, comme expliqué au chapitre 6 pour les régions de Flandre-Orientale et Flandre-Occidentale.

La nécessité de l’installation de transformateurs est déjà partiellement abordée comme élément des projets précités :

- BRABO : installation d’un transformateur 380/150kV dans le nouveau poste de Lillo ;
- Gramme-Van Eyck : installation d’un transformateur 380/150kV sur le site d’André Dumont (Genk) ;
- Lixhe-Herderen :
 - installation de deux transformateurs 380/220kV dans le poste de Lixhe ;
 - installation d’un transformateur 380/150kV dans le poste de Lixhe liée à l’intégration d’ALEGrO à Lixhe.

En outre, en fonction de l’évolution effective des flux de transit et de l’équilibre local entre la demande et la production, il faut tenir compte de l’installation d’une capacité de transformation supplémentaire dans les zones suivantes vers 2018 :

- Gand : la solution de référence consiste en le placement d’un transformateur 380/150kV en repiquage à Baekeland, dont la sortie 150kV est raccordée via deux câbles 150kV au poste 150kV de Rodenhuize. Cette solution de référence doit encore être confirmée à l’aide d’études en cours ;
- Hainaut : l’installation d’un transformateur 380/150kV à Courcelles dont la sortie 150kV est raccordée via deux câbles 150kV au poste 150kV de Gouy, et ce dans le cadre des renforcements du réseau afin de satisfaire à la forte augmentation de la demande d’un utilisateur du réseau local (voir 6.4.11).

INSTALLATION DE RÉACTANCES SHUNTS

La gestion de la tension dans les réseaux 150kV et 220kV doit relever un défi spécifique afin de prévenir des tensions trop élevées.

Ces tensions trop élevées sont notamment la conséquence du nombre croissant de câbles dans le réseau. En effet, les câbles génèrent intrinsèquement plus de puissance réactive que les lignes. Et lorsque la demande d’électricité est faible, peu d’unités de production fonctionnent et une quantité de puissance réactive relativement moins importante peut être absorbée par ces unités. Cet effet se renforce à mesure que l’importation augmente et que les unités de production disponibles sont par conséquent encore moins nombreuses pour absorber ce surplus de puissance réactive.

En d’autres termes, pour garantir une indépendance plus importante du réseau en ce qui concerne la présence ou l’absence d’unités de production centralisée, il est nécessaire d’installer des équipements de compensation afin d’absorber le surplus de puissance réactive à des moments spécifiques.

Pour ce faire, Elia investit dans des réactances shunts dans les postes de Bruegel (75 Mvar), Avernas (75 Mvar), Aubange (130 Mvar) et Brugge (75 Mvar), qui seront installés dans le courant 2015 et 2016.

5.3.11. BOM: Black-Out Mitigation

La reconstruction du réseau après un black-out est un processus complexe, dans le cadre duquel les moyens de communication résistant au black-out, l'observabilité et le contrôle du réseau à distance sont vitaux.

Pour se conformer, d'une part, à l'objectif posé en matière de reconstruction et, d'autre part, aux dispositions futures du Network Code «Emergency & Restoration» européen, Elia a développé une stratégie basée sur le plan d'actions «Black-Out Mitigation». Cette stratégie correspond aux best practices et benchmarking par rapport à d'autres gestionnaires du réseau de transport, elle englobe les conditions vitales pour demeurer «in design» et elle offrira un bon point de chute pour d'éventuels scénarios «out of design» (par exemple une cyber-attaque).

Le plan d'actions concerne le renforcement des services de secours dans tous les postes de haute tension grâce à la conversion des batteries existantes ainsi qu'à l'équipement de 456 postes à haute tension identifiés comme prioritaires avec, d'une part, des générateurs diesel et, d'autre part, un réseau satellitaire privé.

Pour l'installation des générateurs diesel, un projet-pilote sera mené en 2016-2017, suivi d'un déploiement complet durant la période 2018-2026. L'installation du réseau satellitaire privé englobe une phase d'étude conceptuelle en 2016 et un déploiement durant la période 2017-2023.

5.4. Raccordement et intégration jusqu'à 2,3 GW d'éolien offshore

5.4.1. Objectifs climatiques et potentiel économique

L'objectif européen visant à atteindre, d'ici 2020, une part de 20 % d'énergie issue de sources d'énergie renouvelable dans la consommation totale d'énergie en Europe a été traduit en un objectif concret de 13 % pour la Belgique.

Cet objectif ne pourrait être atteint sans énergie éolienne offshore. D'ici 2020, les parcs éoliens belges en mer du Nord doivent en effet fournir environ un tiers de la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable.

Avec trois parcs éoliens et 712MW de puissance installée, la Belgique fait partie en 2014 des leaders du développement de l'énergie éolienne offshore en Europe (avec le Royaume-Uni, le Danemark et l'Allemagne).

En octobre 2014, l'Europe a en outre décidé, dans le contexte des objectifs relatifs au climat et à l'énergie, d'augmenter la part de l'énergie renouvelable à au moins 27 % en 2030. Cela crée potentiellement de nouveaux défis à long terme (voir 5.6), et souligne l'importance d'une intégration durable de l'énergie éolienne offshore à court terme.

5.4.2. Raccordement de l'éolien offshore

Au sein du cadre légal prévu, le Ministre de l'Énergie du Gouvernement fédéral a actuellement attribué 8⁸⁷ concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'éoliennes dans la partie belge de la mer du Nord, qui représentent une capacité installée totale prévue de 2,3GW.

Dans l'attente de la réalisation du projet STEVIN, Elia s'est engagé à raccorder les parcs éoliens des trois premières concessions domaniales au réseau 150kV de la région côtière. Ce raccordement est notamment rendu possible grâce aux investissements suivants :

- l'installation d'un nouveau câble 150kV entre Brugge et Blauwe Toren ;
- le remplacement d'une ligne équipée de deux ternes entre Blauwe Toren et Zeebrugge par 2 câbles 150kV avec une capacité supérieure ;
- l'installation d'un nouveau câble 150kV entre Koksijde et Slijkens (Ostende).

87 Ce chiffre des 8 concessions domaniales est obtenu en tenant compte de la transmission d'une partie de la concession domaniale de Mermaid à Northwester 2.

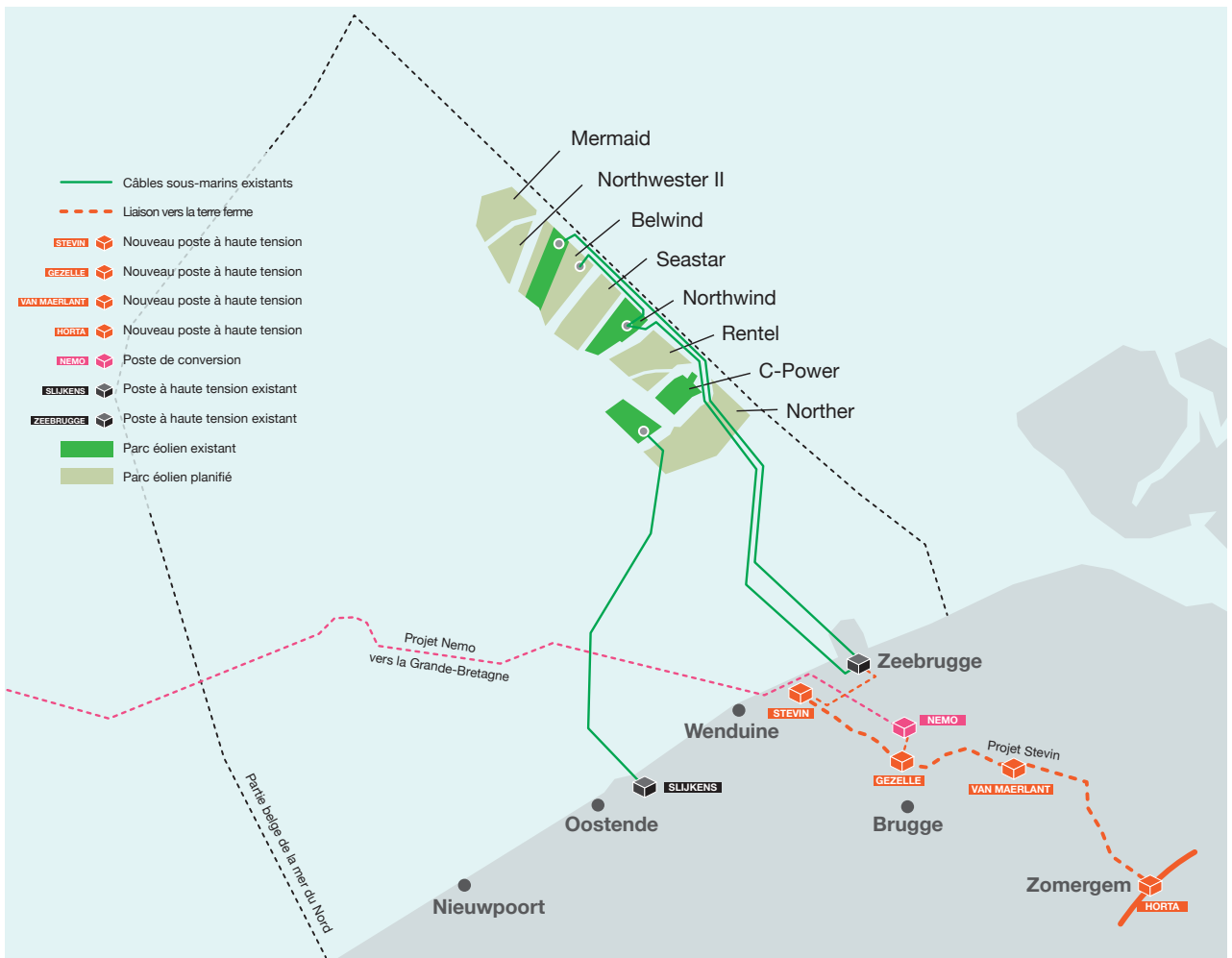


Figure 5.5: Aperçu des concessions domaniales octroyées pour la construction et l'exploitation de parcs éoliens et le développement du réseau de transport 380kV dans la région côtière

Les parcs éoliens existants C-Power, Belwind I et Northwind sont actuellement opérationnels pour une puissance installée totale de 712MW et ont chacun leur propre liaison directe avec le réseau à haute tension sur terre :

- C-Power est raccordé au poste Slijkens (Ostende) par deux câbles 150kV ;
- Belwind I est raccordé au poste de Zeebrugge par un câble 150kV ;
- Northwind est raccordé via un câble 220 kV au transformateur 220/150 kV du poste Zeebrugge.

Une étape suivante est la construction de Nobelwind (Belwind II), planifiée au plus tôt en 2016. Nobelwind (Belwind II) sera raccordé au réseau 150kV à Zeebrugge grâce à l'utilisation conjointe du câble 220kV existant de Northwind et du transformateur 220/150kV existant à Zeebrugge.

Le raccordement des parcs suivants ne pourra toutefois avoir lieu avant la réalisation du projet STEVIN, le réseau 150kV dans la zone étant complètement saturé après les connexions de C-Power, Belwind I, Nobelwind (Belwind II) et Northwind.

Norther réalisera son propre câble 220kV vers la côte pour faciliter son raccordement⁸⁸.

Le développement d'une « prise en mer » facilite l'intégration efficace des quatre parcs éoliens restants (Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester 2) au poste Stevin. Cette « prise en mer » est aussi nécessaire pour pouvoir garantir le potentiel à long terme d'un développement ultérieur de l'énergie offshore et d'un stockage d'énergie à grande échelle en mer du Nord (en plus des 2,3GW prévus à l'heure actuelle).

88 Elia va réaliser les câbles terrestres entre le poste Stevin 220kV et la côte, qui sont nécessaires pour le raccordement des parcs éoliens Norther, Rentel, Seastar, Northwester 2 et Mermaid.

La faisabilité technique d'une telle approche a été confirmée. Étant donné les puissances produites et les distances à parcourir, le niveau de tension 220kV est le plus efficace pour transporter l'énergie produite via des câbles sous-marins à courant alternatif vers la côte.

L'objectif est de développer cette infrastructure offshore de manière modulaire (Modular Offshore Grid), en collaboration avec les promoteurs éoliens concernés, permettant une approche par étapes en fonction du planning de réalisation des parcs éoliens.

Par l'Arrêté Royal du 5 juillet 2015, la Ministre de l'Énergie a octroyé l'autorisation à Rentel de se raccorder directement au poste Stevin 220kV, considérant qu'un tel raccordement n'est pas de nature à empêcher la participation du parc à un réseau en mer développé de façon modulaire.

Ce concept de réseau en mer est actuellement le sujet d'études et de discussions avec les parties concernées, notamment les parcs éoliens de Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester 2. Il a été convenu entre les parties que le raccordement de Rentel sera la première phase pour réaliser ce concept modulaire.

Dans un second temps, ce raccordement pourra s'intégrer dans une structure centralisant l'énergie produite en mer par ces quatre parcs (Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester 2), avant de la transporter vers la côte (le poste Stevin) via plusieurs câbles 220kV supplémentaires.

Ce développement modulaire pourra continuer dans le cadre d'une intégration potentielle future dans un réseau interconnecté en mer. Elia participe d'ailleurs aux études réalisées dans le cadre de la «North Seas Countries Offshore Grid Initiative», où des concepts d'interconnexions supplémentaires et de ramifications à grande échelle des parcs éoliens en mer du Nord ont été analysés.

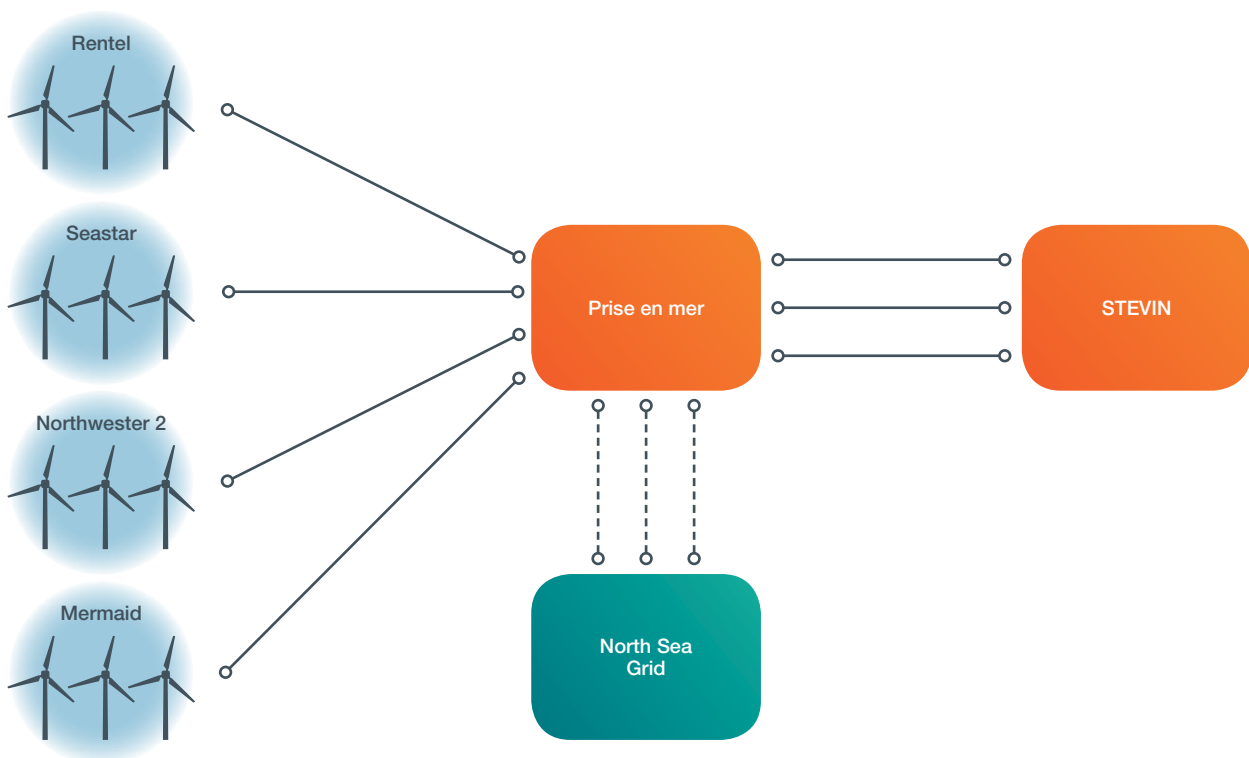


Figure 5.6: Illustration de la «prise en mer»

5.4.3. Intégration de l'éolien offshore : projet STEVIN⁸⁹

Le projet STEVIN – dont les premières études ont été démarrées par Elia en 2007 – doit permettre d'intégrer l'énergie des parcs éoliens en mer depuis la côte dans le réseau à haute tension à l'intérieur des terres. Comme indiqué dans le précédent Plan de Développement fédéral 2010-2020, Elia ne peut garantir, avec le réseau actuel, une capacité de transport suffisante pour l'intégration de 2,3 GW d'énergie éolienne offshore. Il est ici urgent de renforcer le réseau de transport sur la terre ferme.

L'intégration de l'éolien offshore n'est pas le seul motif du projet. La réalisation de STEVIN est une condition nécessaire pour permettre le projet NEMO, l'interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni.

L'extension du réseau 380 kV jusqu'à la côte est un maillon essentiel dans la réalisation du développement futur du port de Zeebrugge, de la province de Flandre-Orientale et de la zone électrique belge :

- la liaison électrique 380 kV garantit l'accès à une puissance électrique plus importante de sorte que la poursuite du développement industriel de toute la région de Flandre-Occidentale et, en particulier, des ports de Zeebrugge et d'Ostende soit possible ;

- une augmentation de la capacité du réseau est urgemment nécessaire pour le développement futur de la production décentralisée (éolien, photovoltaïque et autres formes d'énergie durable) dans le port et dans toute la région de Flandre-Occidentale. Ce développement est actuellement bloqué par des saturations dans le réseau 150 kV local, ce qui empêche tout raccordement de production renouvelable décentralisée supplémentaire sur le réseau existant. Une croissance ultérieure de cette production décentralisée ne peut être assurée que par la construction d'une liaison 380 kV dans la région.

Le projet STEVIN prévoit le renforcement du réseau électrique 380 kV au moyen d'une liaison supplémentaire à deux ternes entre Zomergem et Zeebrugge qui peut assurer une capacité de transport électrique entre les deux localités de 3000 MVA.

Au cours du trajet d'obtention des autorisations, différentes alternatives ont été étudiées. Le Gouvernement flamand a finalement décidé de mettre en souterrain environ 10 km des 47 km de la liaison 380 kV, entre les terrains industriels de Spie et de Vivenkapelle. Il s'agit d'un cas unique en Belgique.

⁸⁹ Pour les informations les plus actuelles sur le projet STEVIN, veuillez consulter le site internet suivant : www.stevin.be

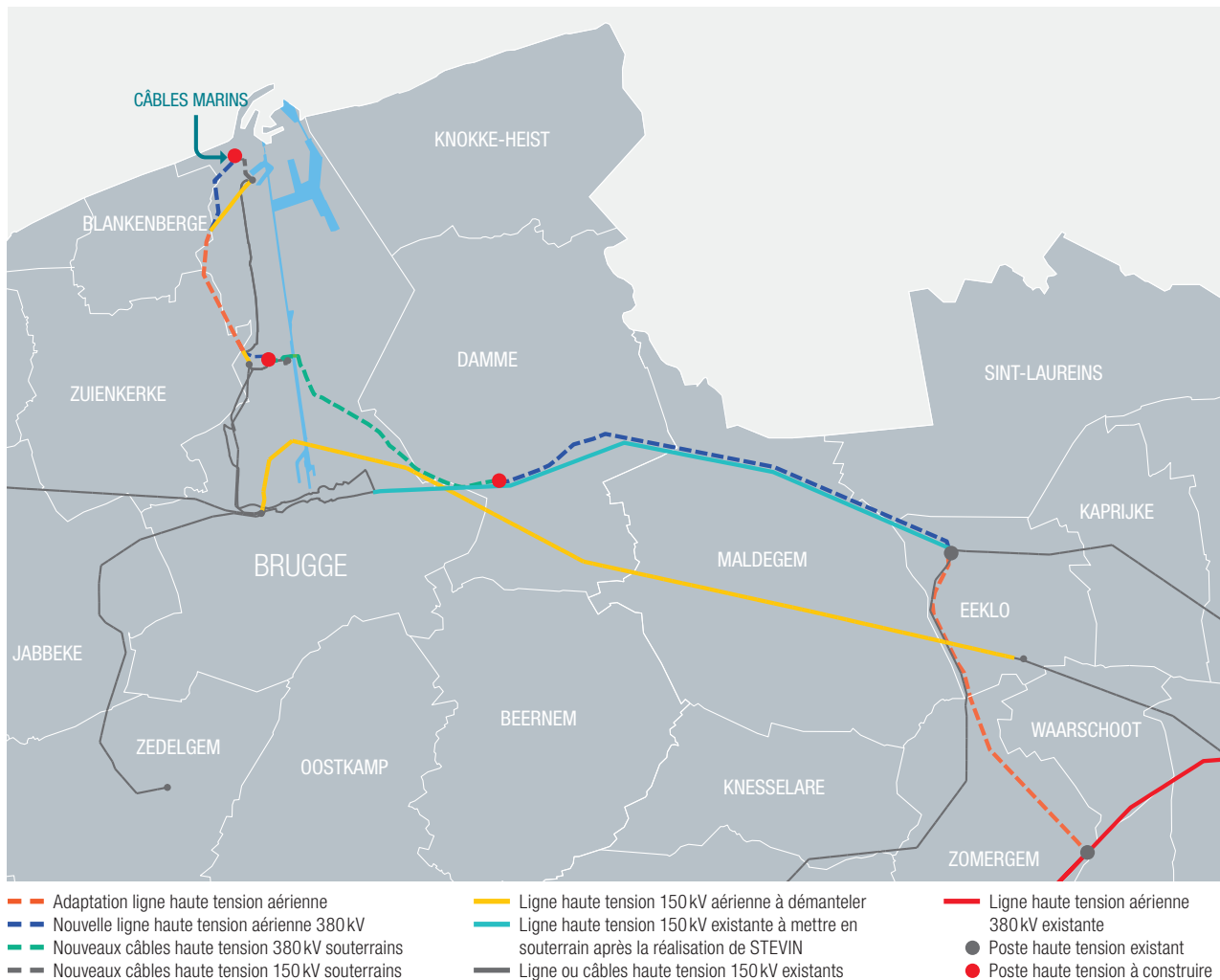


Figure 5.7: Illustration du projet STEVIN

Comme indiqué sur le plan ci-dessus, le tracé se compose des éléments suivants :

- à Zeebrugge, un nouveau poste 150/220/380 kV « Stevin » est construit et servira de point de départ pour transporter l'énergie éolienne sur la terre ferme via le réseau 380 kV. Ce poste est également raccordé au poste 150 kV existant de Zeebrugge par l'intermédiaire de transformateurs 380/150 kV et d'une nouvelle liaison souterraine 150 kV ;
- la nouvelle ligne aérienne 380 kV qui relie le poste « Stevin » à Zeebrugge et le poste de transition « Gezelle » à « De Spie » (Brugge) et qui utilise une grande partie du tracé de la ligne 150 kV qui sera démantelée. La fonction de la ligne 150 kV existante est désormais exercée par deux câbles qui ont déjà été posés entre Zeebrugge et Blauwe Toren ;
- à partir du poste de transition « Gezelle » (De Spie), la nouvelle liaison passe en souterrain sous le canal Baudouin, au nord de Koolkerke et du Fort de Beieren, au nord de Sint-Kruis et au sud de Vivenkapelle afin de poursuivre en aérien à l'est de ce village via le poste de transition « Van Maerlant » ;
- la nouvelle ligne 380 kV suit ensuite le trajet de la ligne 150 kV existante qui passe au nord de Maldegem ;
- à partir du poste à haute tension à Eeklo (échangeur R43 et E34/N49) en direction de Zomergem, la ligne 380 kV existante est renforcée par le remplacement du terna existant par deux ternes équipés de conducteurs à haute performance ;
- la liaison 380 kV se termine à Zomergem dans le nouveau poste à haute tension Horta.

Ce tracé constitue une amélioration globale par rapport à la situation actuelle. Différentes zones d'habitation et différents paysages seront ainsi totalement libérés de toute ligne aérienne après la réalisation du projet STEVIN :

- la ligne 150 kV existante qui passe au nord de Maldegem et relie les postes Eeklo Noord et Brugge Waggelwater sera démantelée ;
- en guise d'alternative pour cette ligne 150 kV démantelée, une liaison souterraine supplémentaire sera installée entre Eeklo et Brugge en 2017-2018, Elia étudiant actuellement quel tracé offre la meilleure solution ;

- après la réalisation de cette liaison souterraine supplémentaire, la ligne 150kV qui passe au sud de Maldegem et relie les postes Brugge Waggelwater et Eeklo Pokmoer sera démantelée en 2019.

La solution de référence prévoit également la construction d'un poste 220kV en tant qu'élément du nouveau poste « Stevin », et ce afin de transporter l'énergie produite par les parcs éoliens de la manière la plus fiable et la plus rentable possible vers l'axe Stevin 380kV. Cette solution s'appliquerait aux parcs éoliens suivants :

- Northwind qui est actuellement raccordé au poste de Zeebrugge ;
- Nobelwind (Belwind II) qui sera raccordé par le même câble que Northwind ;
- Norther qui réalise sa propre liaison haute tension vers la côte ;
- Rentel, Seastar, Mermaid et Northwester 2 dont l'énergie produite sera transportée au poste Stevin par le biais d'une « prise en mer » développée de façon modulaire, tel qu'expliqué au point 5.4.2.

Le lancement du projet, initialement prévu en 2014, a été retardé en raison de recours introduits auprès du Conseil d'État contre le GRUP et, dans le prolongement de ces appels, contre le permis d'urbanisme auprès du Raad voor Vergunningsbetwistingen. Elia a conclu des accords avec les différents particuliers et administrations locales qui avaient introduit un recours contre le GRUP (plan d'aménagement régional) du projet STEVIN. Le Conseil d'État a été informé des compromis signés et a constaté la renonciation à l'action des différentes parties. Plus aucune procédure n'est par conséquent en cours.

Étant donné que les autorisations urbanistiques et environnementales nécessaires ont été délivrées, Elia a débuté les travaux au printemps 2015. Tenant compte d'une période de travaux d'environ 3 ans, Elia prévoit une mise en service de cette nouvelle liaison 380kV pour fin 2017.

5.5. Stockage d'énergie et développement du réseau

Dans le cadre de la transition énergétique, le stockage centralisé d'énergie peut anticiper les besoins pour plus de flexibilité dans le système.

Le développement d'un stockage centralisé d'énergie supplémentaire, onshore et/ou offshore, implique son intégration dans le système électrique. Dans cette optique, la Plan de Développement explique quels sont les besoins complémentaires en développement du réseau.

5.5.1. Stockage onshore d'énergie

Actuellement, Elia n'a reçu aucune demande concrète pour le raccordement onshore d'une capacité de stockage d'énergie supplémentaire. La piste d'unités additionnelles pour le pompage-turbinage à Coe est toutefois de notoriété publique.

Des pré-études ont identifié que le raccordement d'une telle installation nécessiterait des mesures spécifiques de gestion des congestions sur l'axe Gramme-Brume-Aubange 380kV. Ces congestions pourraient être levées par le renforcement de cet axe à l'aide des options de renforcement éventuelles suivantes (ou une combinaison d'entre elles) :

- la réalisation d'un deuxième tronçon 380kV entre Aubange et Brume sur les pylônes existants ;
- l'upgrade de la capacité de transport entre Gramme et Brume par le remplacement des conducteurs existants sur cette liaison 380kV par des conducteurs à haute performance ;
- le renforcement de la capacité de transformation vers les réseaux sous-jacents.

Cela fait l'objet d'études plus avancées, pour autant qu'un tel dossier se concrétise à l'avenir.

5.5.2. Stockage offshore d'énergie

Le cadre légal en Belgique prévoit deux zones dans la mer du Nord belge pour lesquelles une concession domaniale pour la construction et l'exploitation des installations de stockage d'énergie hydroélectrique (« atoll énergétique ») peut être octroyée.

Un atoll énergétique n'était pas prévu dans les besoins initiaux du projet STEVIN. Une fois la structure finale atteinte, à savoir une double liaison 380 kV de Zomergem à Zeebrugge, la capacité de transport sera déjà pleinement utilisée et il n'y aura aucune possibilité pour raccorder avec un accès traditionnel au réseau la production d'électricité supplémentaire dans cette région. C'est entre autres la conséquence du raccordement des autres parcs éoliens offshore et des unités de production onshore, qui se trouvent déjà sur une liste d'attente.

Pour un accès conventionnel au réseau d'un atoll énergétique, un renforcement structurel supplémentaire est nécessaire depuis la côte vers l'intérieur du pays, et ce, en plus du projet STEVIN. Comme piste indicative, ce Plan de Développement suggère une nouvelle liaison vers la région d'Anvers, c'est-à-dire un deuxième « corridor offshore-onshore » comme proposé à la section 5.6.2. Le potentiel à long terme de la poursuite de la transition énergétique repose également sur ce type de renforcement structurel.

Outre un accès conventionnel au réseau Elia, un accès flexible peut également être attribué à un atoll énergétique, sans renforcement du réseau. L'objectif est, après la réalisation du projet STEVIN, de raccorder un atoll énergétique au poste Stevin 380kV sans nouveau renforcement interne du réseau, mais en tenant compte de mesures de congestion spécifiques. Dans ce principe de raccordement, la production d'électricité d'un atoll énergétique durant des moments spécifiques et limités est réglée afin de supprimer la congestion correspondante sur le réseau d'Elia. Ces mesures seraient nécessaires occasionnellement, à savoir dans des situations définies par :

- une production maximale d'éolien offshore ;
- une importation d'électricité depuis la Grande-Bretagne via l'interconnexion NEMO ;
- une production d'un atoll énergétique offshore en mode turbinage.

Tous ces aspects font l'objet d'études plus avancées.

5.6. Potentiel à long terme de la transition énergétique

Les projets présentés ci-dessus s'inscrivent dans la période couverte par le présent Plan de Développement en réponse aux défis que les différents scénarios étudiés en matière de mix énergétique belge et européen engendrent.

Des investissements complémentaires sont toutefois nécessaires si la politique s'engage vers une transition énergétique encore plus marquée vers 2030. Cette possibilité est décrite dans la vision 3 « Green transition » et la vision 4 « Green revolution » dans lesquelles la part de sources d'énergie renouvelable à l'échelle européenne s'élève à respectivement 50% et 60% de la production totale d'électricité.

Les pistes de réflexion décrites ci-dessous sont présentées à titre informatif. Elles seront étudiées plus en profondeur et actualisées dans le cadre des prochains plans fédéraux et européens de développement du réseau. Et ce, en tenant compte d'éventuelles décisions politiques relatives au potentiel à long terme de la transition énergétique et de la perspective correspondante du développement de concepts à long terme dans la région de la mer du Nord.

5.6.1. Concepts à long terme – e-Highway 2050

Le scénario TYNDP2014 Vision 4 « Green transition » a été pris comme point de départ pour l'élaboration du plan d'investissements le plus récent de la région de la mer du Nord, édition 2015, et illustre qu'il existe au sein de cette région un potentiel significatif pour une intégration de marché plus avancée.

Cela initie des réflexions sur les concepts de développement du réseau à long terme, comme un corridor orienté ouest-est entre la Grande-Bretagne et l'Europe centrale, ainsi que le développement d'un réseau offshore interconnecté. Au sein du caractère multinational de ces concepts, des solutions multi-terminaux avec repiquage vers les différents réseaux nationaux font l'objet de nouvelles études.

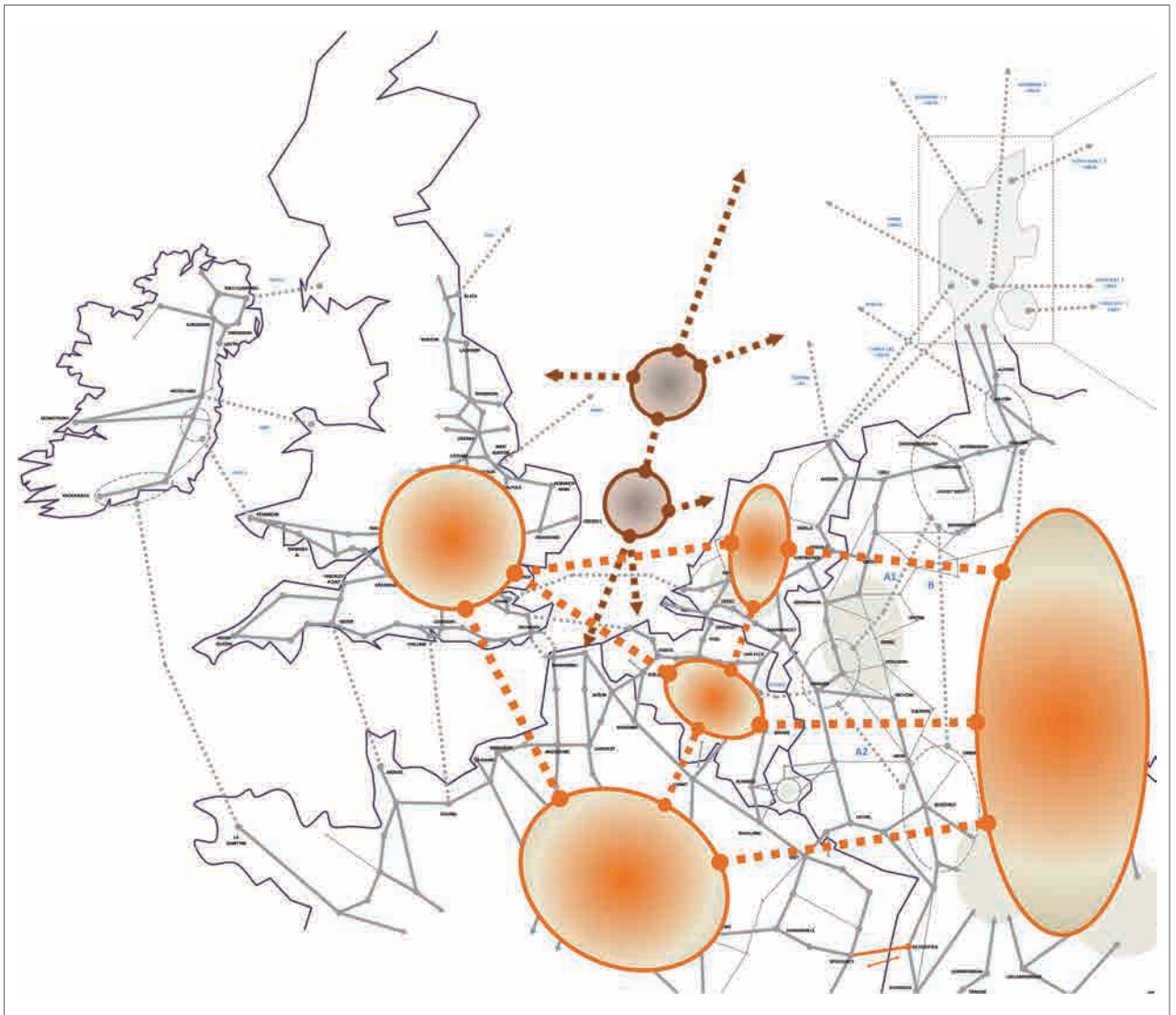


Figure 5.8: Concepts à long terme pour le développement du réseau dans la région de la mer du Nord

La perspective de tels corridors régionaux est également mise en avant dans le projet e-Highway 2050⁹⁰. Ce projet en cours est un projet d'étude financé par la Commission européenne, auquel participent également des gestionnaires du réseau de transport, y compris Elia, et a pour objectif la mise au point d'un plan de développement modulaire pour le réseau de transmission européen, et ce, conformément aux objectifs 2050 de l'Union européenne en matière d'énergie et de climat.

En gardant cet objectif à l'esprit, les besoins permettant de renforcer le réseau de transmission européen afin de faciliter l'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable dans le cadre d'un marché européen de l'énergie intégré sont étudiés.

Une image des architectures possibles du futur réseau européen de transport est esquissée, en fonction des différents scénarios pris comme point de départ pour l'horizon 2050. Avec comme principale conclusion que ces architectures forment un assemblage des projets déjà identifiés dans le cadre des plans européens de développement du réseau (TYNDP) complétés par des corridors régionaux pour le transport de l'énergie à grande distance, où la quantité et la taille de ces corridors augmentent à mesure que la part d'énergie renouvelable augmente dans le mix énergétique.

⁹⁰ Des informations supplémentaires sur ce projet ainsi que les résultats déjà disponibles de l'étude se trouvent sur <http://www.e-highway2050.eu>.

5.6.2. Poursuite du développement de l'énergie offshore: un deuxième corridor offshore-onshore

Dans le contexte d'une poursuite de la transition énergétique, la capacité de production de l'énergie renouvelable dans les eaux territoriales belges peut dépasser la limite prévue actuellement de 2,3GW. L'«étude prospective électricité 2030» prévoit, pour la Belgique, une capacité jusqu'à 2800MW d'éolien offshore. Des ambitions de 3000MW à 4000MW sont avancées dans le cadre d'études au sein de la plateforme «North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI)».

La valeur de 4000MW est dès lors prise comme point de départ pour quantifier la capacité de l'énergie renouvelable dans les eaux territoriales belges dans les scénarios vision 3 «Green transition» et vision 4 «Green revolution».

Le réseau de transport entre la côte et l'intérieur du pays permettra de transporter 2,3GW d'éolien offshore grâce au développement de STEVIN. Une poursuite de l'augmentation de la capacité de production d'énergie renouvelable en mer du Nord jusqu'à 4000MW, pour autant que les pouvoirs publics s'engagent en ce sens, rendra nécessaire le développement d'un deuxième corridor offshore-onshore, et ce pour transporter l'énergie vers les lieux appropriés à l'intérieur des terres :

- pour une capacité jusqu'à 3300MW, soit 1000MW de plus que prévu aujourd'hui, des études préliminaires ont démontré que ce corridor pourrait être concrétisé par le biais d'une liaison à courant continu vers la région d'Anvers (par exemple le site de Doel). L'inventaire des alternatives, avec, comme variante possible, une liaison HVDC dans l'embouchure de l'Escaut, requiert des études plus approfondies ;
- des solutions complémentaires seraient nécessaires pour intégrer une capacité jusqu'à 4000MW, une liaison en courant alternatif de la côte vers Izegem ou une liaison en courant continu vers la région de Bruxelles faisant l'objet d'études plus approfondies.

La complémentarité de ce(s) corridor(s) avec le développement d'énergie offshore et des interconnexions additionnelles fait également l'objet d'études.

5.6.3. Interconnexions additionnelles

Une forte intégration de l'énergie renouvelable ouvre également des perspectives pour le développement futur d'interconnexions. Le degré d'interconnexion prévu dans les scénarios vision 3 et vision 4 crée un espace pour des interconnexions supplémentaires avec le Royaume-Uni, l'Allemagne et la France.

INTERCONNEXION SUPPLÉMENTAIRE AVEC LE ROYAUME-UNI

Une interconnexion complémentaire d'environ 1000 MW entre la Belgique et le Royaume-Uni est proposée dans ce Plan de Développement comme projet conceptuel. Des études préliminaires ont démontré le potentiel d'augmentation du «welfare» liée à un tel projet dans les visions 3 et 4.

La piste de référence actuelle comprend une liaison HVDC d'environ 1000MW qui est intégrée au réseau dans la région d'Anvers (par exemple le site de Doel). Cette piste laisse ouverte l'option visant à étudier des synergies avec le deuxième corridor offshore-onshore susmentionné.

La définition de la capacité, de l'implantation et de la technologie optimales et, potentiellement, des renforcements nécessaires supplémentaires de l'épine dorsale du réseau interne font l'objet d'études plus approfondies.

INTERCONNEXION SUPPLÉMENTAIRE AVEC L'ALLEMAGNE

Une interconnexion complémentaire d'environ 1000 MW entre la Belgique et l'Allemagne est proposée dans ce Plan de Développement comme projet conceptuel. Des études préliminaires ont démontré le potentiel d'augmentation du «welfare» liée à un tel projet dans les visions 3 et 4.

La définition de la capacité, de l'implantation et de la technologie optimales et, potentiellement, des renforcements nécessaires supplémentaires de l'épine dorsale du réseau interne font l'objet d'études plus approfondies.

RENFORCEMENT COMPLÉMENTAIRE À LA FRONTIÈRE SUD

En fonction du rythme et de l'intensité de l'intégration de l'énergie renouvelable, des renforcements additionnels de la frontière sud sont nécessaires afin de perpétuer l'augmentation ciblée de 1000MW dont il est question à la section 5.2.4, voire de l'étendre. La définition de la capacité d'interconnexion potentielle additionnelle, de l'implantation et de la technologie optimales et, potentiellement, des renforcements nécessaires supplémentaires de l'épine dorsale du réseau interne font l'objet d'études plus approfondies.

Dans ce cadre, les renforcements suivants (ou une combinaison de ces renforcements) seront examinés :

- renforcement de l'axe 380kV existant Lonny-Achène-Gramme grâce au remplacement des conducteurs existants par des conducteurs à haute performance ou à l'installation d'un transformateur-déphaseur sur cet axe, et ce, en tenant compte de la faisabilité d'une telle solution ainsi que des options permettant de renforcer l'axe Aubange-Moulaine ;
- création d'un nouveau corridor en HVDC entre Capelle et Courcelles, ou entre Warande (France) et la zone offshore belge en phase avec la philosophie du développement d'un réseau offshore interconnecté.

5.7. Aperçu des projets

La carte ci-dessous illustre les projets en cours de développement en ce qui concerne la capacité d'interconnexion et l'épine dorsale du réseau interne belge, tels qu'abordés dans le présent chapitre. Afin de donner une image transparente de

l'évolution globale des réseaux 380kV et 220kV, les projets de remplacement importants et des projets de renforcement de la capacité de transformation sont également illustrés. Ils sont décrits au chapitre 6.



Figure 5.9: Développement des interconnexions et de l'épine dorsale du réseau interne belge, y compris les projets de remplacement et les projets de renforcement de la capacité de transformation (Légende voir p. 180)



6

Développement des réseaux 220-150-110 kV

- 6.1 | Introduction
- 6.2 | Province d'Anvers
- 6.3 | Province du Brabant wallon
- 6.4 | Province de Hainaut
- 6.5 | Province de Limbourg
- 6.6 | Province de Liège
- 6.7 | Province de Luxembourg
- 6.8 | Province de Namur
- 6.9 | Province de Flandre-Orientale
- 6.10 | Province du Brabant flamand
- 6.11 | Province de Flandre-Occidentale
- 6.12 | Région de Bruxelles-Capitale

Plan de Développement fédéral
du réseau de transport
2015-2025

6.1. Introduction

Ce chapitre présente les investissements proposés dans les réseaux 220, 150 et 110kV. Ces projets sont essentiellement motivés par la combinaison de différents besoins :

- évolution locale de la consommation ;
- remplacement d'équipements obsolètes ;
- intégration de production décentralisée à base de sources d'énergie renouvelable.

Une fois ces besoins rassemblés par ensembles géographiques cohérents, différentes solutions sont envisagées et comparées. Des critères de sécurité, de fiabilité, d'efficacité économique et de durabilité sont utilisés pour identifier les solutions à mettre en œuvre.

Dans de nombreux cas, le réseau subit d'importantes restructurations, impliquant des ouvertures ou des fermetures de postes, la création ou le démantèlement de liaisons, etc. Ces changements s'accompagnent souvent d'une migration vers de plus hauts niveaux de tension.

Cette approche implique un recours croissant aux liaisons câblées, couplé à l'emploi de la transformation 150kV vers le niveau de moyenne tension des gestionnaires de réseau de distribution. Le niveau de tension 150kV est souvent préféré à l'utilisation des niveaux 70 ou 36kV.

Dans des zones spécifiques, où les réseaux ont été développés sur d'autres bases historiques, cette même approche mène à d'autres conclusions. Le réseau de transport de la province de Namur et d'une grande partie de la province de Luxembourg, qui s'appuie sur les niveaux de tension 380kV et 70kV et où le niveau 150kV est absent, correspond à ce cas de figure. Dans cette région, le niveau de tension 110kV est introduit pour remplacer progressivement le niveau 70kV. En tout cas, les niveaux de tension 150 et 110kV sont mutuellement exclusifs : un seul niveau est développé sur une même zone géographique.

L'évolution de la consommation et de la production décentralisée est entourée d'incertitudes. Il convient donc d'envisager une large gamme de solutions permettant de répondre à l'ensemble des besoins futurs possibles. Ces solutions sont alors mises en œuvre si les hypothèses sous-jacentes se matérialisent. Pour ce faire et pour dimensionner le réseau de manière efficace, la méthodologie retenue dans le cadre du Plan de Développement se fonde sur deux horizons :

- une première phase limitée à un horizon à court terme (2015-2019⁹¹). Les paramètres sous-tendant les investissements proposés sont relativement sûrs. Les investissements sont programmés et les études d'engineering détaillées sont initiées ;
- une deuxième phase couvrant un horizon à plus long terme (2020-2025), où aucune décision ferme n'est prise, faute d'informations suffisamment précises sur les paramètres d'influence. Les investissements préconisés dans le cadre de cette seconde phase doivent donc être considérés comme des pistes indicatives de renforcement, sujettes à révision à mesure que l'incertitude diminue. Le bien-fondé de ces pistes indicatives sera réévalué dans le cadre des prochains plans de développement.

Dans la suite de ce chapitre, les grandes tendances de développement du réseau dans les niveaux de tension 220, 150 et 110kV sont décrites par province. Dans certains cas spécifiques, cette présentation n'est pas retenue et certains projets sont décrits dans une section différente, pour respecter la cohérence fonctionnelle du réseau de transport.

La description des projets est accompagnée de cartes géographiques, où les projets les plus importants et entourés du moins d'incertitudes sont représentés.

La description exhaustive et détaillée des investissements à ces niveaux de tension est reprise en annexe de ce document.

6.2. Province d'Anvers

6.2.1. Campine du nord

L'arrivée de grandes quantités de production décentralisée (essentiellement des éoliennes et des unités de cogénération liées à l'horticulture en serre) nécessite le renforcement de la Campine du nord de Rijkevorsel jusqu'au-dessus d'Hoogstraten avec une transformation depuis le réseau 150kV. Rijkevorsel a déjà été équipée d'un transformateur 150/15kV supplémentaire et, à Hoogstraten, on a déjà démarré la construction d'un poste de transformation 150/36/15kV couplé au réseau à haute tension en prolongeant le câble souterrain 150kV vers Rijkevorsel jusqu'à Hoogstraten.

Initialement, l'idée consistait, dans une phase ultérieure, à prévoir la possibilité de soutien mutuel avec le futur poste Meer. Aujourd'hui, une alternative a toutefois été retenue pour la ligne aérienne 150kV vers Meer, à savoir la possibilité, dans un deuxième temps, de réaliser une deuxième liaison souterraine 150kV vers Hoogstraten afin d'y développer de la capacité de transformation 150/36kV supplémentaire et de créer des possibilités de raccordement à Hoogstraten par l'intermédiaire d'un hub⁹² 36kV à Meer.

Pour ce faire, un poste 150kV sera nécessaire à Rijkevorsel et une liaison 150kV pourrait être posée depuis cette localité jusqu'à Beerse. Afin de renforcer davantage la Campine du nord en 150kV, il est possible de faire passer la ligne 70kV Beerse-Turnhout en 150kV, en combinaison avec un poste 150kV à Beerse, un transformateur supplémentaire à Turnhout et un câble supplémentaire entre Massenhoven (à partir de la dérivation Guut) et Beerse. Ce scénario présente les deux principaux avantages suivants : d'une part, la Campine du nord est intégrée de manière complète au réseau 150kV et, d'autre part, le remplacement urgent (pour des raisons de vétusté) de la double ligne 150kV de Massenhoven via Poederlee vers Mol peut être évité. Cette ligne peut effectivement être démantelée une fois que la liaison Massenhoven - Rijkevorsel - Turnhout - Beerse sera entièrement réalisée afin de continuer à assurer, avec la mise en service d'un terne 150kV entre Massenhoven et Heze (il était initialement prévu d'être exploité en 380kV), le soutien entre Anvers et le Limbourg.

Enfin, des pistes sont encore examinées afin d'éviter la rénovation du poste Mol 70kV et d'un certain nombre de lignes 70kV en Campine grâce au placement éventuel d'un transformateur 150/70kV à Herentals alimenté depuis Heze 150kV.

6.2.2. Restructuration Anvers

L'alimentation du centre-ville d'Anvers a historiquement été prévue depuis un réseau 70kV avec une transformation vers le 6kV. Les principaux points d'alimentation étaient Merksem au nord et Zurenborg au sud d'Anvers. Des centrales de production étaient opérationnelles à Schelle et Merksem. Depuis Schelle, il y a des liaisons 70kV via Schelle-Dorp et Wilrijk vers Zurenborg et ensuite vers Merksem. Depuis Merksem, il y a également des liaisons 70kV vers la Campine du nord. Le centre-ville a des points d'alimentation 70kV dans la Moonsstraat, à Oever, dans la Hovenierstraat, la Belliardstraat et le Tabaksvest alimentés depuis Merksem et Zurenborg. Tous, sauf Tabaksvest, ayant une transformation 70/6kV. Les deux réseaux, le 70kV comme le 6kV, sont dépassés. L'objectif est de remplacer la totalité de l'alimentation par du 150kV et du 15kV (voir section 3.3.3.).

Merksem et Zurenborg sont déjà intégrés dans le réseau 150kV depuis longtemps et la transformation 150/15kV y existe déjà. Plus récemment, de nouveaux postes de transformation 150/15kV ont été construits à la Damplein (nord) et Petrol (sud) avec pour objectif d'alimenter l'ensemble de la ville en 15kV depuis Merksem, Damplein, Zurenborg et Petrol.

Lorsque le gestionnaire de réseau de distribution aura effectué ce transfert du 6kV vers le 15kV sur ces postes, nous pourrions démanteler complètement les postes Moonstraat, Oever, Hovenierstraat et Belliardstraat ainsi que les liaisons 70kV vers ces postes, et les quatre transformateurs 70/6kV de Zurenborg et les quatre transformateurs 70/6kV de Merksem.

Actuellement, la charge en 70kV a diminué de telle manière que les deux vieilles liaisons 70kV entre Zurenborg et Merksem peuvent être mises purement et simplement hors service. Les deux liaisons 70kV entre Zurenborg et Wilrijk ne sont pas non plus en bon état. Zurenborg est désormais alimenté depuis le réseau 150kV de sorte que ces liaisons assurent l'alimentation de la région de Wilrijk, Hoboken et Schelle-Dorp au sud d'Anvers. En raison du trajet difficile et du prix correspondant, d'autres solutions ont été étudiées pour le remplacement des anciens câbles 70kV. Leur suppression est possible moyennant un nouveau point d'injection 150/70kV à Schelle-Dorp. Pour ce faire, un transformateur 150/70kV de Zurenborg a été déplacé à Schelle-Dorp.

Toutes ces modifications permettent une simplification radicale des postes Zurenborg et Merksem. Moyennant un passage de la transformation 70/15kV en 150/15kV, les installations 70kV (de type AIS) composées d'un poste à haute tension intérieur et extérieur dans un environnement urbain, qui sont dépassées

⁹² Un hub est un poste dédié à l'accueil des projets d'unités de production décentralisées.

et dangereuses, peuvent être remplacées à Zurenborg par un poste 70 kV réduit (de type GIS) et même être entièrement supprimées à Merksem. À Zurenborg, seul un des transformateurs 150/70 kV initiaux reste nécessaire. Le poste Zurenborg 150 kV, qui a été construit à l'époque de manière très compacte en raison du manque de place, présentant une disposition unique et pouvant être considéré comme peu clair, a été remplacé par un nouveau poste GIS.

La transformation 150/70 kV à Merksem ne sera plus nécessaire que pour une deuxième alimentation de Tabaksvest et l'alimentation de la Campine du nord par le biais des liaisons 70 kV vers Job, Rijkevorsel, Kalmthout, Beerse et Turnhout/Ravels vers Mol, c'est-à-dire ladite « boucle campinoise ».

Les autres développements à Anvers prévoient un futur renforcement de la transformation 150/15 kV dans les tous nouveaux postes Damplein et Petrol.

En outre, le remplacement du poste Schelle 70 kV s'impose, tandis qu'une longue liaison 70 kV entre Schelle et Mechelen doit être également remplacée. Une restructuration et une simplification de ce réseau 70 kV sont possibles moyennant le déplacement d'un transformateur 150/70 kV de Schelle à Malderen.

6.2.3. Énergie renouvelable et production décentralisée

Tout comme pour la Campine du nord, des possibilités de raccordement de la production décentralisée sont réalisées à Lier par l'installation d'un transformateur 150/15 kV de 50 MVA.

6.2.4. Projets de remplacement indépendants

L'atteinte simultanée de la fin de durée de vie d'équipements de commutation haute tension et d'équipements basse tension génère de nombreux projets de remplacement dont voici les plus importants: le remplacement d'équipements basse et haute tension dans les postes (150 kV) Zandvliet, Lint (également 380 kV), Massenhoven, Schelle, Merksem, Scheldelaan, Mortsel, Zwijndrecht, Burcht, Lillo, Sidal, Amoco, Heist, Ekeren, Meerhout, Mol et Balen.

En ce qui concerne les liaisons, les besoins de remplacement concernent essentiellement les lignes à haute tension équipées de conducteurs de type ALST⁹³ sur les lignes 150 kV suivantes :

- Massenhoven - Poederlee-Mol (ce remplacement est toutefois évité par les projets en Campine du nord comme décrit au point 6.2.1) ;
- Merksem-Mortsel ;
- Lint-Mortsel ;
- Lint-Schelle.

Les liaisons souterraines réalisées avec des câbles à huile doivent être remplacées sur les trajets 150 kV suivants :

- Petrol-Zurenborg ;
- Zurenborg-Mortsel.

6.2.5. Renforcement vers la moyenne tension

En raison de l'augmentation de la charge dans la zone du canal à proximité de Heze et Geel-Oevel, un transformateur 150/15 kV de 50 MVA supplémentaire sera installé à Heze. Pour cette raison, il est nécessaire d'équiper Heze d'un poste 150 kV avec deux jeux de barres.

93 Aluminium Staal (ALAC – Aluminium Acier)

6.2.6. Aperçu des projets



Figure 6.1 : Aperçu des projets de la province d'Anvers (Légende voir p. 180)

6.3. Province du Brabant wallon

6.3.1. Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Waterloo

Le poste Waterloo 36kV ne permet plus à long terme de faire face à l'augmentation de la consommation qui y est raccordée.

Dans ce contexte, l'installation d'un second transformateur 150/11 kV dans ce poste est envisagée à long terme. Ce nouveau transformateur serait alimenté par un câble 150kV à poser depuis le poste Braine-l'Alleud 150kV. Vu les délais d'obtention des permis et autorisations pour ce type d'infrastructure, une phase intermédiaire de renforcement, consistant en l'installation d'un transformateur 36/11kV à Waterloo, a été mise en œuvre.

Étant donné la stagnation de l'évolution de la consommation dans ce poste, la mise en place de la structure cible a été post-posée au-delà de 2020. Le besoin d'un renforcement complémentaire est réévalué annuellement

6.3.2. Remplacements ponctuels de matériels en haute tension et basse tension dans différents postes 150kV

De façon complémentaire, des remplacements indépendants de changements de structure sont envisagés. Des travaux sont planifiés à moyen terme à Baisy-Thy et Oisquercq 150kV.

6.3.3. Remplacement de la ligne 150kV entre les postes de Gouy et Drogenbos

Pour une raison de vétusté, la ligne 150kV entre les postes de Gouy et Drogenbos passant par les postes d'Oisquercq, Clabecq et Buizingen devra être rénovée complètement.

Cette ligne assure une fonction de transport de l'énergie électrique vers des postes présentant des charges importantes (Oisquercq et Buizingen) ainsi qu'une fonction de transit importante pour le Brabant Wallon entre les deux transformateurs injecteurs 380/150kV dédiés à cette région.

Le remplacement de cette ligne amènera une restructuration du réseau de la région :

- reconstruction de la portion de ligne 150kV entre les postes Gouy et Oisquercq maintenant une double liaison entre ces deux postes avec extension du poste Oisquercq ;
- ouverture d'un poste 150kV complet en entrée-sortie à Buizingen ;
- pose d'une nouvelle liaison câble 150kV entre les postes Drogenbos et Buizingen ;
- pose d'un nouveau câble 150kV entre les postes Buizingen et Oisquercq avec un repiquage vers le poste Clabecq ;
- remplacement de deux transformateurs 150/15kV en fin de vie par un nouveau transformateur 150/15kV de 50 MVA vers la distribution au poste Buizingen et restructuration des cabines en moyenne tension afin d'augmenter la capacité de transformation mise à disposition de la distribution ;
- installation d'une réactance shunt de 75 Mvar au poste Drogenbos afin de compenser la puissance réactive générée par les nouvelles liaisons en câbles ;
- restructuration de l'alimentation du client industriel au poste Clabecq avec une nouvelle liaison en câble 150kV depuis le poste Oisquercq et un repiquage dont question ci-avant.

Cette refonte importante demandera plusieurs années pour atteindre la structure de réseau ciblée. Entretemps, afin d'assurer la fiabilité de cet axe important, Elia effectuera des réparations urgentes sur cette ligne.

6.3.4. Remplacements ponctuels de liaisons en haute tension

De façon complémentaire, des remplacements indépendants de changements de structure sont envisagés au niveau de liaisons. Le remplacement de la liaison actuellement en 70kV entre Gouy et Baulers est envisagé au gabarit 150 kV, et exploitée en 70 kV.

6.3.5. Aperçu des projets

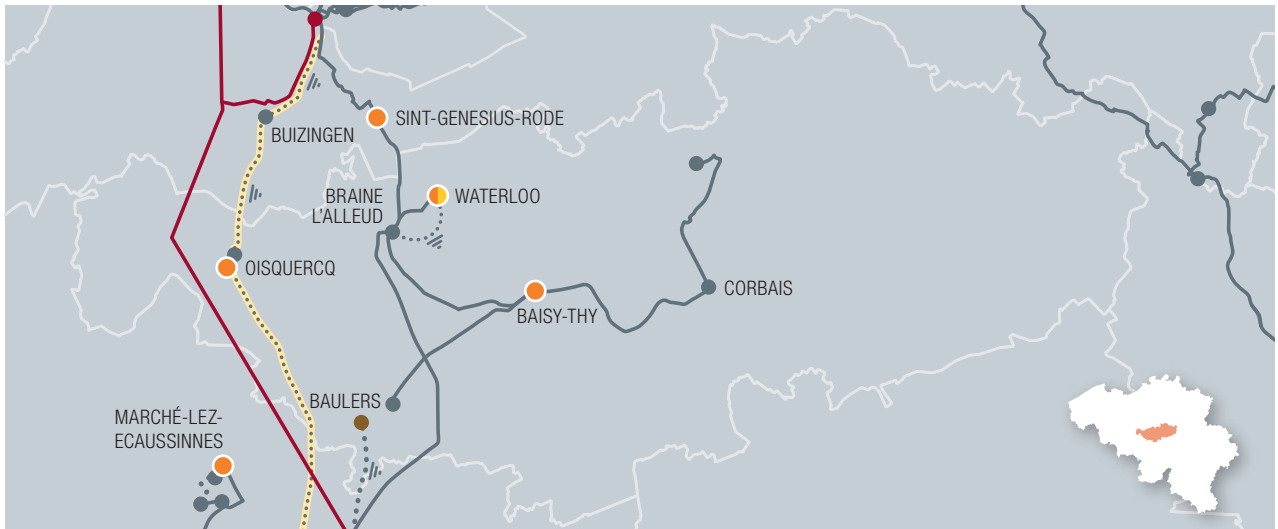


Figure 6.2: Aperçu des projets de la province du Brabant wallon (Légende voir p. 180)

6.4. Province de Hainaut

Le réseau de la province de Hainaut subira d'importantes évolutions de structure. Celles-ci sont nécessaires pour faire face à des évolutions de la consommation, intégrer les productions à base de sources d'énergie renouvelable décentralisée et/ou remplacer des équipements devenus obsolètes.

Le point marquant de cette évolution est l'utilisation optimale des infrastructures existantes, amenant une utilisation maximisée du réseau 150kV existant et l'abandon progressif du réseau 70kV dans la zone. Ceci se traduit par le transfert des consommations actuellement alimentées en 70kV vers le réseau 150kV, le renforcement de la transformation vers la moyenne tension à partir du 150kV, la fermeture de postes 70kV, le démontage de lignes 70kV, l'exploitation en 150kV de lignes construites à ce gabarit mais aujourd'hui exploitées en 70kV.

6.4.1. Restructuration du réseau 150kV et 70kV à La Louvière, Bascoup, La Croÿère et Fontaine-l'Évêque et renforcement de la transformation vers la moyenne tension dans la zone

Le choix de développement dans cette zone a été orienté par des considérations techniques, économiques et d'aménagement du territoire. Il consiste à :

- supprimer la ligne 70kV entre Ville-sur-Haine, La Louvière et Fontaine-l'Évêque ainsi qu'entre Ville-sur-Haine, Bascoup, Fontaine-l'Évêque et Monceau ;
- supprimer le poste La Louvière 70kV/10kV arrivé en fin de vie et mal situé pour y réaliser une extension. Les consommations de ce poste seront reprises par un poste de transformation à ouvrir à La Croÿère, où trois transformateurs 150/10kV seront installés ;
- passer en 150kV le second terme de la ligne existante entre Bascoup et Ville-sur-Haine ;
- dé-jumeler la ligne existante 150kV entre Monceau et Beauregard ;

- installer deux transformateurs 150kV/10kV à Fontaine-l'Évêque. Le premier avait été installé en remplacement d'un transformateur 70/10kV, dans le cadre d'une augmentation de la transformation vers la moyenne tension dans ce poste. Le second sera installé de manière à s'affranchir des installations 70kV du poste ;
- installer un transformateur 150kV/10kV à Bascoup et supprimer le poste 70kV ;
- installer un transformateur 150/70kV à Ville-sur-Haine et abandonner les installations 70kV dans ce poste.

Ces développements ont été établis en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné. Par ailleurs, cette vision présuppose la modification du raccordement d'un utilisateur alimenté par le réseau de transport dans le poste Piéton. Un accord est établi à cet effet.

6.4.2. Restructuration et renforcement de la transformation vers la moyenne tension autour du poste Obourg

Dans un premier temps, la capacité de transformation vers la moyenne tension a été renforcée par l'installation d'un transformateur 150/10kV.

Dans un deuxième temps, les installations du poste seront rationalisées à court terme comme suit :

- suppression du poste 70kV ;
- alimentation des clients aujourd'hui raccordés en 6kV par des transformateurs 150/6kV (raccordements client) ;
- réutilisation d'un transformateur 70/10kV existant, raccordé en repiquage sur la ligne existante.

Dans une troisième phase, le poste Ville-sur-Haine 70kV arrivera en fin de vie et pourra être supprimé. À cette fin, le poste Ville-sur-Haine 150kV sera entièrement rénové et un transformateur 150/10kV devra être installé dans ce poste en remplacement du transformateur 70/10kV. Un transformateur 150/70kV sera également installé dans ce poste et raccordé en série avec la ligne 70kV vers le poste de Mons, via Obourg.

6.4.3. Restructuration du réseau 30kV autour de Dampremy et renforcement de la transformation 150kV/10kV du poste Gosselies

Le poste Dampremy 150kV a déjà été partiellement rénové.

L'examen du renouvellement du poste 150kV a mis en lumière que le maintien d'une transformation 150/30kV à Dampremy n'est pas optimal puisque, d'une part, le réseau 30kV doit être rénové complètement à terme et, d'autre part, la consommation industrielle raccordée en 30kV devrait diminuer dans le futur.

En termes techniques et économiques, il est préférable de supprimer le réseau 30kV ainsi que la transformation 150/30kV de Dampremy, puisque ces équipements ne devraient pas être utiles sur le long terme. Pour ce faire, les clients industriels seront raccordés soit au réseau de transport, indépendamment du réseau 30kV actuel, soit aux cabines à moyenne tension voisines (Jumet, Montignies, Charleroi).

Cette optimisation engendre une augmentation de la consommation dans les postes de Jumet, Montignies et Charleroi, et nécessitera un renforcement de la capacité de transformation vers la moyenne tension de ces postes, à moyen ou long terme.

Un accord a été trouvé avec l'utilisateur de réseau le plus important en termes de prélèvement et connecté à Dampremy 30kV. Sa consommation sera transférée vers un nouveau poste 150kV dont il sera propriétaire et alimenté depuis le poste Dampremy 150kV d'Elia. L'utilisateur de réseau développera à cette occasion un réseau propriétaire 30kV alimentant aussi les consommations d'autres postes de la région.

6.4.4. Remplacement des transformateurs de Farciennes et restructuration de la zone Farciennes, Gilly, Liberchies

Les deux transformateurs 150/70kV du poste Farciennes arrivent en fin de vie. De plus, les charpentes de ce poste ne présentent pas une garantie de stabilité à long terme. Elia met en œuvre le plus rapidement possible une solution assurant la sécurité des personnes et un niveau adéquat de fiabilité dans ce poste. Celle-ci consiste en :

- l'abandon du niveau de tension 70kV à Farciennes et la mise en place de deux nouveaux transformateurs 150/10kV dans ce poste ;
- l'alimentation en antenne d'un nouveau transformateur 150/10kV au poste Gilly, via un nouveau câble 150kV depuis Montignies. Le poste Gilly 70kV sera restructuré ;
- la création d'une boucle 70kV partant d'un nouveau transformateur 150/70kV installé à Tergnée en série avec un câble 70kV vers Fleurus.

Par la suite, les lignes entre Gouy et Gilly via Jumet seront remplacées par une nouvelle ligne 150kV à deux ternes. Le poste de Jumet sera alors alimenté via le réseau 150kV depuis Montignies et via Gilly.

À plus long terme, l'ensemble des postes Gilly et Jumet passe- ra en 150kV et sera alimenté depuis Gouy 150kV.

6.4.5. Rénovation et restructuration de la région de Monceau, Gouy, Marchienne-au-Pont, Charleroi

Le matériel en haute tension et basse tension de plusieurs postes de cette zone arrive en fin de vie. Les lignes 70kV entre Monceau et Gouy devront également être complètement rénovées dans 5 à 10 ans. L'abandon du 30kV dans la région de Dampremy amènera un report de la consommation du poste Manège sur le poste Charleroi.

Une étude technico-économique réalisée en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution a analysé la possibilité de transférer également la charge du poste Marchienne-au-Pont vers le poste Charleroi. Dans ce cas, le poste Marchienne-au-Pont peut être abandonné.

Ces évolutions impliquent une croissance notable de la charge sur le poste Charleroi qui devra être renforcé plus rapidement que prévu.

Par ailleurs, cette étude technico-économique a montré que le renouvellement du poste Monceau 70kV peut être totalement évité en restructurant le réseau de la région : à savoir le transfert de la consommation de Charleroi du poste Monceau 70kV vers le poste Monceau 150kV, grâce à l'installation de deux nouveaux transformateurs 150/10kV à Charleroi. Si la consommation de ce poste augmentait encore, deux transformateurs 150/10kV supplémentaires pourraient être installés.

6.4.6. Restructuration du réseau 150kV et 70kV de la région Harmignies, Cibly, Pâturages et capacité d'accueil de productions décentralisées

La ligne 70kV entre les postes Cibly et Pâturages ainsi que la plupart des matériels en haute et basse tensions des postes de la région arrivent en fin de vie. Ces équipements devraient être complètement rénovés.

Par ailleurs, différents projets de production éolienne sont envisagés dans cette zone. S'ils devaient se concrétiser, la ligne 70kV entre ces postes arriverait à saturation.

Cette double réalité amène à envisager le renouvellement de la ligne Cibly-Pâturages et à la reconstruire au gabarit 150kV. Au vu de l'incertitude entourant les délais pour obtenir les permis nécessaires à cette construction, Elia a opté pour la pose d'un seul câble 150kV. Cette liaison sera exploitée en 70kV dans un premier temps.

Sur cette base, en réponse aux nombreuses demandes de raccordement enregistrées et aux potentiels de production décentralisée identifiés, différentes évolutions possibles à long terme du réseau de la région ont été comparées, avec pour objectif la maximalisation des capacités de raccordement dans la zone.

Une première phase de projets rend possible une première augmentation des possibilités de raccordement (piste à partir de 2020). Elle consiste en :

- l'exploitation en 150kV du second terme de la ligne Harmignies-Ville-sur-Haine, aujourd'hui utilisé en 70kV ;
- la construction d'un poste 150kV à Harmignies et l'installation d'un transformateur 150/10kV. Le poste Harmignies 70kV sera réduit et rénové partiellement et provisoirement ;
- l'utilisation en 150kV d'un terme de la ligne Harmignies-Cibly-Pâturages rénovée à ce gabarit de tension, combinée à l'installation d'un transformateur 150/10kV dans les postes Cibly et Pâturages.

Dans un second temps, des raccordements complémentaires pourraient être octroyés moyennant :

- l'utilisation en 150kV des deux termes de la ligne Harmignies-Cibly-Pâturages rénovée à ce gabarit de tension ;
- l'installation d'un second transformateur 150/10kV dans le poste Cibly.

6.4.7. Renforcements ponctuels de la transformation vers la moyenne tension

Aujourd'hui, les postes Ligne et Montignies ont été renforcés comme annoncé dans le Plan de Développement 2010-2020.

Les utilisateurs du réseau 30kV des postes Tertre et Zoning de Ghlin optimiseront leurs raccordements en passant en moyenne tension. Le remplacement des transformateurs 150/30kV de ces postes permettra d'augmenter la capacité de transformation vers la poche 30kV dite du Borinage. Au zoning de Ghlin, ce renforcement ira de pair avec un renforcement de la transformation vers la moyenne tension par l'ajout d'un transformateur 30/15kV.

Les perspectives d'évolution de la consommation locale au poste Antoing laissent présager une saturation à court terme de la capacité de transformation vers la moyenne tension dans ce poste. Pour lever cette contrainte, Elia a entrepris l'installation de deux transformateurs 150/15kV dans le poste, ainsi que la rénovation des équipements 150kV de ce dernier.

Au poste Thuillies, afin d'assurer l'approvisionnement en moyenne tension au regard de l'évolution de la consommation locale, un second transformateur 150/10kV de 40MVA sera installé.

6.4.8. Placement de modules Ampacimon sur les lignes 150kV entre les postes Baudour et Chièvres

L'exploitation quotidienne et les simulations futures indiquent que, dans certaines configurations de réseau, de charges et de productions, les lignes 150kV entre Baudour et Chièvres atteignent leurs limites d'exploitation.

Le placement de modules « Ampacimon » de monitoring de la capacité réelle de transport des lignes via une image thermique des conducteurs permet à Elia d'exploiter au mieux ces liaisons jusqu'à leurs limites effectives et partant, de repousser leur renforcement très coûteux.

6.4.9. Remplacements ponctuels de matériel

De façon complémentaire, les remplacements suivants, indépendants de changements de structure, sont envisagés :

- Courcelles 380kV : remplacement de matériel en basse tension et rénovation des jeux de barres ;
- Gouy 150kV : remplacement de matériel en haute et basse tensions ainsi que du transformateur 150/70kV ;
- Tertre 150kV, Air-Liquide 150kV : remplacement de matériel en haute et basse tensions ainsi que du transformateur 150/30kV ;
- Marquain 150kV : remplacement de matériel en haute et basse tensions ainsi que du transformateur 150/15kV ;
- Amercoeur 150kV : remplacement de matériel en haute et basse tensions et sécurisation du poste intérieur ;
- Plate-Taille 150kV, Marche-lez-Ecaussinnes 150kV, Monceau 150kV : Baudour 150kV, Tergnée 150kV, Jemappes 150kV : remplacement de matériel en haute et basse tensions ;
- Chièvres 150kV, Zoning de Ghlin 150kV, Fleurus 150kV, Trivières 150kV : remplacement de matériel en basse tension ;
- remplacement du segment de ligne entre les postes de Quevaucamps et Harchies par un segment gabarit 150kV ;
- remplacement des conducteurs de la ligne entre les postes de Baudour et Jemappes et entre les postes de Zoning de Ghlin et Petits-Marais ;
- remplacement de pylônes entre les postes d'Antoing et Gaurain ainsi que rénovation importante entre les postes de Gaurain et Thieulain ;
- remplacement de la ligne entre les postes de Gouy et Binche par un segment de câble à poser entre le poste de Binche et la ligne actuellement hors tension entre les postes de Trivières et Péronnes afin de créer une nouvelle liaison entre les postes de Trivières et Binche.

6.4.10. Remplacement et réparation exceptionnels

Le transformateur-déphaseur 220/150kV de Monceau a été remplacé par un transformateur classique de 290 MVA (matériel de réserve) suite à un incendie. Ce remplacement entraîne une capacité de transport réduite sur la ligne 220kV entre Chooz (FR) et Monceau. La réinstallation d'un transformateur-déphaseur a été évaluée au regard des nouvelles conditions de flux en Belgique : elle permet de garantir une importation de 400 MVA depuis la France moyennant des spécifications techniques adaptées du nouveau transformateur-déphaseur à installer en remplacement.

Cet équipement est d'autant plus nécessaire qu'une augmentation importante de la consommation d'un utilisateur du réseau dans la région de Baudour est confirmée.

De même, au début de l'année 2014, une tempête a engendré la perte de sept pylônes entre Ruïen et Wattines. Ces pylônes font partie des lignes 150kV entre les postes Ruïen et Antoing, d'une part, et entre Ruïen et Chièvres, d'autre part. Elia a reconstruit ces pylônes dès 2014.

6.4.11. Pose d'un nouveau câble 150kV entre les postes Gouy et Ville-sur-Haine et installation d'un transformateur 380/150kV à Courcelles

Suite à la confirmation de la forte augmentation de la consommation d'un utilisateur du réseau dans la région de Baudour, le réseau 150kV de la province du Hainaut devra être renforcé depuis le poste d'injection 380/150kV de Gouy.

Le renforcement consiste en la pose d'un câble 150kV entre Gouy et Ville-sur-Haine. Il permettra la levée des surcharges induites par cette consommation dans le réseau 150kV, en cas d'incident et de faible production dans la province. La pose de ce câble induit également l'installation d'une réactance shunt de compensation au poste de Ville-sur-Haine. La rénovation complète du poste Ville-sur-Haine 150kV est déjà prévue par ailleurs.

La forte augmentation de la consommation combinée à l'utilisation réduite, voire la disparition annoncée, d'unités de production dans le Hainaut, nécessite le renforcement de la capacité de transformation depuis le réseau 380kV. Dès lors, Elia prévoit l'installation d'un transformateur 380/150kV à Courcelles dont le secondaire est raccordé via deux câbles 150kV au poste de Gouy.

6.4.12. Transformateur-déphaseur 150/150 kV dans le poste de Chièvres

Elia envisage l'installation d'un transformateur-déphaseur 150/150 kV d'une puissance de +/- 250MVA.

Cet équipement permettra à Elia de gérer les flux entre les poches 150 kV du Hainaut et la Flandre-Orientale induits par le niveau de charge important en Hainaut, les productions d'énergie renouvelable en Flandre-Orientale, la disparition des unités de production en Flandre-Orientale et l'utilisation plus limitée, voire la disparition annoncée, d'unités de production dans le Hainaut.

Les flux induits dans les deux sens peuvent entraîner des surcharges importantes sur les lignes 150 kV entre ces deux poches, pouvant amener Elia à devoir préventivement ouvrir l'inter-appui entre les deux poches 150 kV, diminuant alors la souplesse d'exploitation et la robustesse du réseau.

Cet équipement est d'autant plus nécessaire qu'une augmentation importante de la consommation d'un utilisateur du réseau dans la région de Baudour est confirmée.

6.4.13. Aperçu des projets

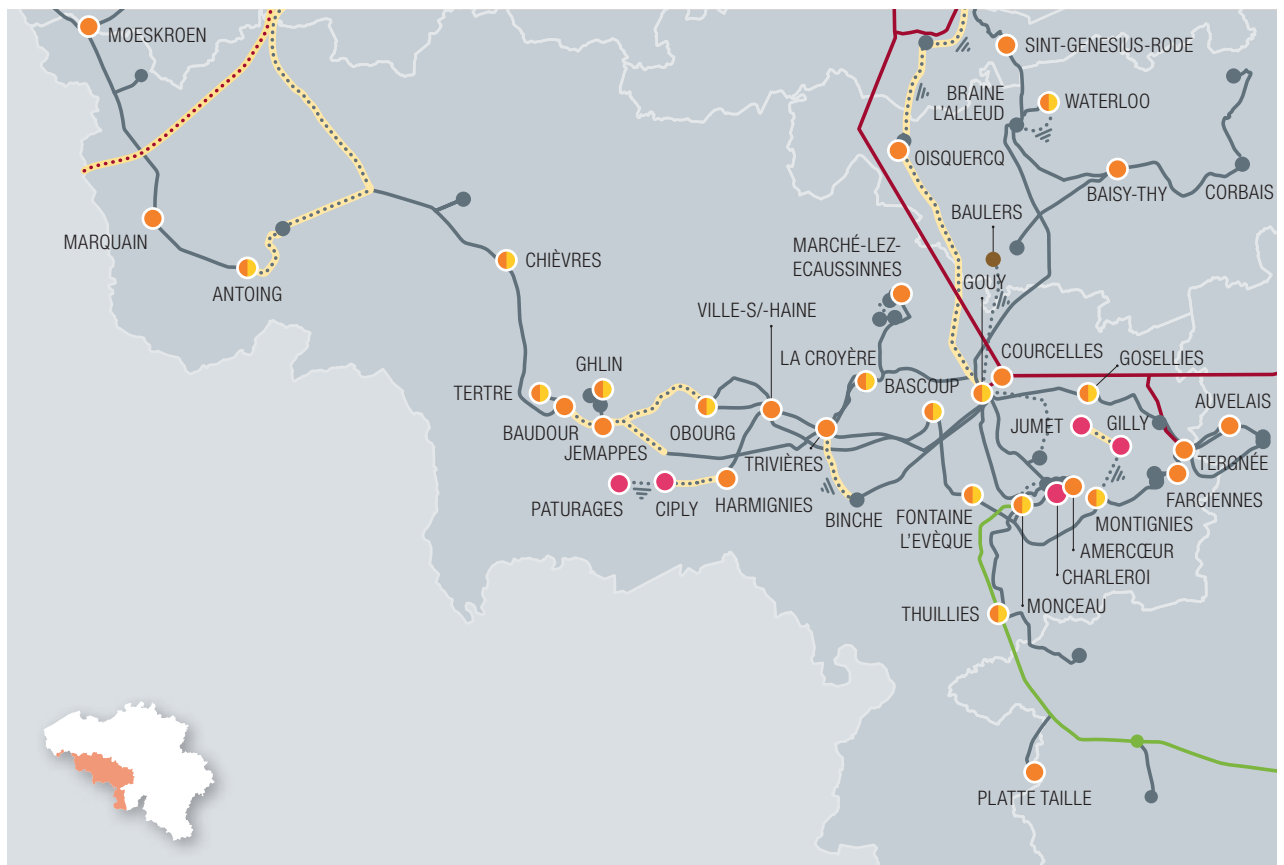


Figure 6.3: Aperçu des projets de la province de Hainaut (Légende voir p. 180)

6.5. Province de Limbourg

6.5.1. Est du Limbourg

Les principaux projets dans cette région sont groupés dans le fil rouge Est du Limbourg et concernent le renforcement de l'axe entre le poste Van Eyck à Kinrooi et le poste Gramme dans la province de Liège (voir également section 5.3.3). Dans ce fil rouge, un transformateur 380/150kV sera installé sur le site André Dumont (Genk). Ce transformateur vient en repiquage sur la liaison 380kV entre Van Eyck et Gramme. Le point de repiquage se situe à Zutendaal, d'où part une ligne 380kV en direction du site d'André Dumont. Depuis André Dumont, le transformateur injectera sa puissance vers le poste Langerlo, également à Genk, par l'intermédiaire d'une liaison directe en 150kV. Ces projets sont en cours d'exécution.

6.5.2. Limbourg-Campine

De récentes études du réseau dans la province du Limbourg et le nord de la province d'Anvers (Campine) ont démontré qu'afin de garantir la sécurité d'alimentation à plus long terme dans cette région, la transformation du poste 380kV à Meerhout en un poste à deux jeux de barres à part entière avec couplage est recommandée. La transformation de ce poste est également nécessaire si l'on souhaite un jour installer le deuxième terna 380kV sur la liaison existante entre Massenhoven et Meerhout et ensuite jusqu'à Van Eyck. Il est en outre peut-être nécessaire à long terme d'installer un transformateur 380/150kV supplémentaire dans la région (p.ex. un deuxième transformateur sur le site André Dumont). Cette nécessité dépend toutefois fortement de la disparition ou de la réduction de la capacité de production centralisée en 150kV et l'arrivée de nouvelles unités en 380kV. L'évolution des flux internationaux sur le réseau 380kV joue aussi un rôle déterminant à ce niveau.

6.5.3. Énergie renouvelable et production décentralisée

La présence de production décentralisée à et autour de Tessenderlo requiert une injection supplémentaire à long terme depuis le réseau 150kV vers le 70kV. Cette transformation 150/70kV supplémentaire au poste Tessenderlo permettra également de démanteler progressivement le réseau 70kV en direction de Mol. La solution prévue à l'heure actuelle consiste en un prolongement du réseau 150kV depuis le poste Hercules (également à Tessenderlo) et un nouveau transformateur 150/70kV à Tessenderlo Industriepark. La réalisation effective sera stimulée par l'arrivée d'une grande quantité de production décentralisée ou, à très long terme, par le vieillissement des infrastructures 70kV environnantes.

6.5.4. Projets de remplacement indépendants

Dans le sud de la province de Limbourg et à la limite avec le Brabant flamand, une série de lignes 70kV doivent être remplacées. Il s'agit de la liaison entre Tirlemont, Landen et Saint-Trond et de la liaison entre Saint-Trond, Borgloon et Tongres qui se prolonge jusqu'à Vottem en province de Liège. Il est actuellement examiné si un passage en 150kV est ici opportun d'un point de vue technico-économique. Si l'option 70kV est retenue, les modifications à la structure actuelle seront limitées. Si un upgrade en 150kV est retenu, la structure du réseau sera modifiée, notamment par la construction d'une série de postes 150kV avec transformation vers la moyenne tension. Des solutions intermédiaires qui conservent une partie en 70kV et transforment une partie vers le 150kV sont également possibles.

Des projets de remplacement importants sont également prévus ou en cours dans les postes Balen, Beringen, Brustem, Eisden, Godsheide, Herderen, Hercules, Lanaken, Overpelt, Langerlo, Lommel et Stalen.

6.5.5. Aperçu des projets

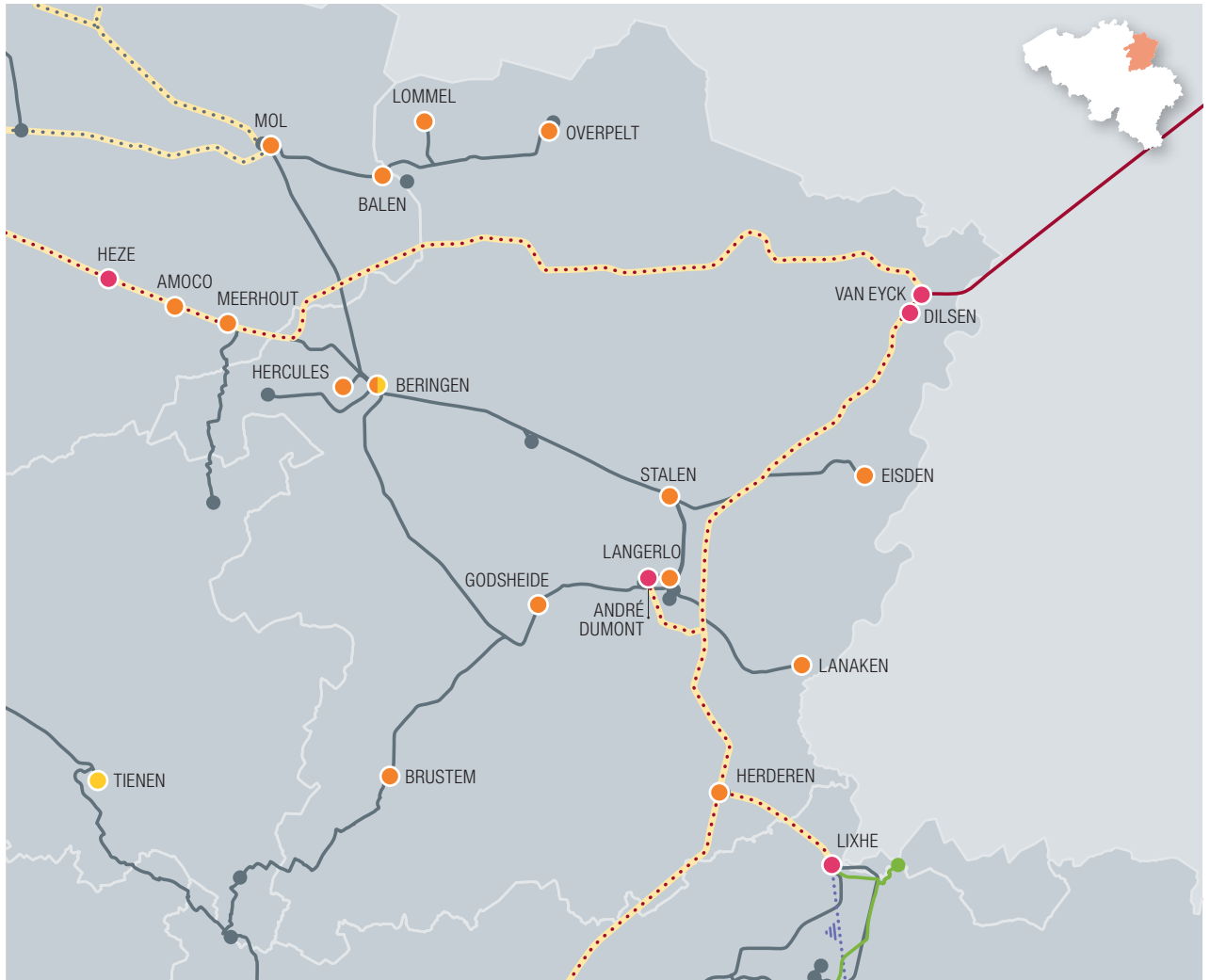


Figure 6.4: Aperçu des projets de la province de Limbourg (Légende voir p. 180)

6.6. Province de Liège

6.6.1. Boucle de l'Est et hub de Brume

Depuis plusieurs années déjà, on assiste dans la zone dite de la « boucle de l'Est⁹⁴ » à un important développement des projets de production d'électricité décentralisée. Cette zone du réseau de transport local atteint une saturation avérée.

Différentes étapes de renforcement du réseau sont prévues: la première étape consiste en le renouvellement au gabarit 110kV des lignes Bévercé-Stephanshof-Amel ainsi que Stephanshof-Butgenbach. Ces liaisons seront exploitées en 70kV dans un premier temps. Le poste Bévercé a déjà été remplacé au gabarit 110kV. Le poste de Butgenbach sera quant à lui remplacé au gabarit 110kV lors de cette première étape.

La capacité mise à disposition suite à cette première phase de renforcement sera déjà épuisée si on considère la liste d'attente pour des raccordements dans la zone. Une deuxième étape de renforcement est d'ores et déjà planifiée. Elle consiste, d'une part, à découpler les réseaux 70kV entre la zone de Liège et celle de l'est de Saint-Vith-Malmedy et, d'autre part, à exploiter en 110kV dès ce stade un terna entre Brume et Butgenbach.

Cette seconde phase se concrétise par les projets suivants :

- mise hors tension de la ligne 70kV entre les postes Bévercé et Soiron ;
- exploitation du poste Heid-de-Goreux 70kV à jeux de barres séparés afin d'éviter la surcharge de la ligne 70kV vers Comblain ;
- remplacement de la ligne Bévercé – Bronrome – Trois-Ponts par une ligne double terna au gabarit 110kV ;
- dé-jumelage des ternes de la ligne Trois-Ponts – Brume (ligne exploitée en 70kV, mais au gabarit 220kV) ;
- installation d'un nouveau transformateur injecteur 380/110kV à Brume ;
- remplacement d'un transformateur 70/15kV par un transformateur 110/15kV dans le poste Bévercé et scission du poste en une partie exploitée en 110kV et l'autre exploitée en 70kV ;
- remplacement d'un transformateur 70/15kV par un transformateur 110/15kV dans le poste Butgenbach.

Les mises en service de ces différents projets sont toutefois conditionnées, comme pour la première étape, à leur acceptation par les autorités et riverains dans le cadre des procédures d'autorisations.

Si des productions décentralisées devaient être connectées dans le poste Amel, l'antenne 110kV aujourd'hui programmée pourrait être prolongée jusqu'à ce poste pour offrir des possibilités de raccordement. Pour ce faire, un remplacement d'un

transformateur 70/15kV par un transformateur 110/15kV ainsi que le remplacement de la cabine moyenne tension devront être réalisés à Amel.

Des étapes complémentaires de renforcement sont envisageables au niveau des lignes 70kV entre Amel et Saint-Vith. Ces renforcements et d'autres ultérieurs (par exemple au niveau de la ligne entre Saint-Vith et Cierreux ou de la ligne entre Bronrome et Heid-de-Goreux) pourraient s'accompagner d'un passage progressif effectif en 110kV dans certains postes.

Parallèlement aux projets de renforcement de la boucle de l'Est décrits ci-avant, une autre piste d'investissement permettrait le développement d'une capacité de raccordement autour du poste Brume. Cette piste consisterait à installer une cabine 36kV et un transformateur 380/110kV 300MVA dans le poste de Brume. Ce transformateur serait exploité en 380/36kV dans un premier temps. Cette cabine 36kV serait exclusivement dédiée à l'accueil des projets d'unités décentralisées dans la zone (concept de hub).

Lors de la réalisation effective de la deuxième phase de la Boucle de l'Est, le nouveau transformateur du poste Brume sera exploité en 380/110kV tandis qu'un nouveau transformateur 110/36kV alimenterait la cabine 36kV. Cette piste avait été initialement envisagée à Mont-lez-Houffalize mais les projets éoliens sont actuellement plus proches de Brume, réorientant ainsi la localisation du hub à créer.

Ce renforcement sera mis en œuvre dès l'engagement ferme de promoteurs de projets de production décentralisée dans la zone.

6.6.2. Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Lixhe

Les prévisions d'évolution de la consommation à Lixhe 15kV indiquaient la saturation à court terme de la capacité de transformation vers cette tension dans le poste. Une étude conjointe avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés a identifié la structure de poste la plus favorable d'un point de vue technico-économique. La transformation 220/15kV de ce poste a été renforcée par l'installation d'un nouveau transformateur 220/15kV.

À cette occasion, le poste Lixhe 220kV est également équipé d'un double jeu de barres.

⁹⁴ Cette zone couvre l'est du territoire de la Région wallonne et comprend le nord de la province de Luxembourg et le sud de la province de Liège.

6.6.3. Restructuration et déploiement du réseau 220kV et 150kV autour de Liège et renforcement du réseau 70kV sous-jacent

Une étude de la région de Liège a été réalisée en 2013-2014. Celle-ci a permis de dégager, en accord avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné, une vision à long terme qui permet d'intégrer les besoins de remplacement et de renforcement dans la zone. Ces derniers apparaissent suite, d'une part, à l'augmentation des consommations annoncées par des utilisateurs du réseau dans le nord de la ville et, d'autre part, à la fermeture d'un certain nombre d'unités de production dans la région.

Actuellement, la ville de Liège est entourée par un réseau 220kV qui cohabite avec un réseau 150kV. Le sud et l'est de la ville de Liège sont alimentés en 220kV via des postes tels que Rimière, Seraing, Jupille, Lixhe. Au nord-ouest de la ville, la ligne 150kV Awirs-Lixhe alimente le poste Bressoux 70kV.

Le réseau 220kV est plus puissant que le réseau 150kV, créant un déséquilibre structurel entre la transformation 220/70kV et la transformation 150/70kV. Pour éviter ce déséquilibre, le réseau 70kV issu d'une transformation 220kV est exploité séparément du réseau 70kV issu d'une transformation 150kV.

Bien que situé à proximité de ce réseau 150kV, le poste Ans, au nord, est alimenté par le poste Jupille 220kV, au sud de la ville. Le réseau est donc dans une situation telle que c'est le sud de la ville qui alimente la charge du nord via le réseau 70kV. Ce transport d'énergie en 70kV s'avèrera trop important pour les infrastructures existantes, tant au niveau des transformateurs 220/70kV qu'au niveau des lignes 70kV.

La solution retenue historiquement consistait à passer en 220kV la ligne 150kV Awirs-Lixhe ainsi qu'à installer un transformateur 220/70kV à Vottem. Cette vision est mise à jour, de manière à maximiser l'utilisation des infrastructures existantes et à trouver l'optimum technico-économique. Elle préconise le découplage de la poche 70kV liégeoise en deux poches distinctes :

- la poche nord sera alimentée à terme via 5 transformateurs 150/70kV (un situé à Hannut, un aux Awirs, deux à Ans et un à Lixhe) ;
- la poche sud sera quant à elle alimentée à terme via trois transformateurs 220/70/10kV (un situé à Rimière, un à Sart-Tilman et un à Seraing).

Afin d'aboutir à cette configuration, plusieurs restructurations de poches doivent être réalisées :

- poche Ans-Glain : ouverture d'un poste 150kV à Ans, installation de deux nouveaux transformateurs 150/15kV à Ans et fermeture du poste Glain 70kV ;

- poche Bressoux-Ans : fermeture du poste Bressoux 70kV, remise en service de la ligne 70kV Ans-Vottem, déplacement du transformateur 150/70kV de Bressoux vers Ans et installation d'un second transformateur à Ans à plus long terme. Des travaux de bretellage et de débretellage seront prévus sur les lignes 150kV au niveau de Vottem et de Lixhe ;
- poche Jupille-Angleur : déplacement du transformateur 220/70/70kV de Jupille à Sart-Tilman avec une liaison 220kV à créer, suppression des postes Jupille 70kV et Romsée 70kV. Le transformateur de Romsée 220/70kV a claqué en mars 2015 et sera donc mitrillé. Pour pallier à cette problématique, le transformateur de réserve 220/70kV en provenance de Rimière prendra sa place. En 2019, ce transformateur sera déplacé au poste Seraing afin d'alimenter un client industriel tandis qu'Elia récupérera le deuxième secondaire du transformateur 220/70/70kV existant sur le poste de Seraing pour les besoins réseau ;
- un nouveau transformateur de réserve 220/70kV sera par ailleurs acheté et stocké à Rimière ;
- installation d'un nouveau transformateur 220/150kV à Jupille pour assurer une injection 150kV vers Bressoux ; les conducteurs de la liaison 150kV entre Jupille et Bressoux seront à ce moment remplacés ;
- poste Awirs 150kV : installation à terme d'un transformateur 150/70kV ;
- poste Hannut 150kV : création d'un nouveau poste 150kV à Hannut et installation d'un transformateur 150/70kV de 90MVA.

À noter que le poste de Clermont-sous-Huy et son injecteur 150/70kV peuvent être démantelés.

6.6.4. Évolution de la région d'Eupen et Battice

L'évolution continue de la consommation dans la région d'Eupen menait à une saturation du réseau 70kV l'alimentant. Pour lever cette contrainte, Elia avait défini une solution à mettre en œuvre pour renforcer le réseau dans la zone :

- pose d'un nouveau câble 150kV entre Lixhe et Battice, prolongé jusqu'à Eupen via le passage en 150kV du second terne de la ligne Battice-Eupen exploité actuellement en 70kV ;
- injection par le transformateur 150/70/15kV déjà installé au poste d'Eupen.

L'évolution à la baisse des prévisions de la consommation à l'est de la province de Liège a donné lieu à de nouvelles évaluations des écoulements de charge sur le réseau de cette zone. Dans ce cadre, la saturation de ce réseau, à la source des projets de renforcement de l'axe 150kV Lixhe-Battice-Eupen, avait été retardée par rapport au planning initialement prévu.

Toutefois, suite au vieillissement des installations, le projet ne peut plus être postposé. Une nouvelle solution technique est néanmoins proposée suite aux difficultés rencontrées dans le cadre de l'obtention des permis.

La liaison entre Lixhe et Battice se fera dorénavant en deux tronçons :

- un premier en ligne aérienne, entre Lixhe et Bellaire. Pour ce faire, il est prévu d'utiliser la ligne 150kV existante entre Lixhe et Bressoux. Celle-ci ne rentrera plus dans le poste Bressoux 150kV ;
- le second tronçon consistant en un nouveau câble souterrain 150kV entre Bellaire et Battice. À Bellaire, un poste de transition ligne-câble sera érigé.

La liaison sera prolongée jusqu'à Eupen comme décrit précédemment, à savoir par le passage en 150kV du second terne de la ligne Battice-Eupen, exploité actuellement en 70kV, et par l'utilisation du transformateur 150/70/15kV existant à Eupen.

Une fois la liaison 150kV Lixhe-Battice-Eupen mise en service, la politique d'alimentation directe du réseau à moyenne tension à partir du réseau 150kV pourra être mise en œuvre par l'installation d'un nouveau transformateur 150/15kV à Battice, en repiquage sur la liaison en question. La seconde alimentation de la cabine moyenne tension sera assurée via un nouveau transformateur 70/15kV.

Suite à ces travaux, la ligne 70kV Bressoux-Battice pourra être démantelée entre les pylônes P8 et P112 ; de même que la portion de ligne 70kV entre Garnstock et Eupen (1,2 km).

6.6.5. Utilisation de la ligne au gabarit 150kV entre Gramme et Rimièrre dans le réseau de transport local 70kV

Le réseau 70kV de Hesbaye reliant les postes Fooz, Saives, Croix-Chabot, Les Spagnes, Ampsin et Abée-Scry doit être renforcé pour faire face aux augmentations de la consommation prévues dans la zone. Dans cette optique, l'investissement initialement prévu consistait à installer une transformation 150/70kV dans le poste Ampsin.

Aujourd'hui, cette option est abandonnée au profit d'une solution maximisant l'emploi des infrastructures existantes. La ligne au gabarit 150kV entre les postes Gramme et Rimièrre va être utilisée dans le réseau de transport local 70kV en combinaison avec la ligne 70kV existante entre Abée-Scry et Ampsin. Cette association permettra la création de deux axes 70kV : entre Abée-Scry et Rimièrre, d'une part, entre Ampsin et Rimièrre, d'autre part.

6.6.6. Restructuration de la région de Seraing – Ougrée

Suite aux besoins de remplacement dans le poste Ougrée, d'une part, et à l'apparition de nouvelles demandes de raccordement au niveau de la distribution aux environs du poste Seraing, d'autre part, la structure du réseau a été revue, en concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution concerné et un client industriel important de la zone.

La solution retenue consiste en la disparition complète du poste Ougrée 70 et 6kV et en l'ouverture d'une nouvelle cabine de distribution 15kV à Seraing, alimentée par l'intermédiaire de deux nouveaux transformateurs 220/15kV.

6.6.7. Remplacement de matériels haute tension et basse tension dans divers postes 150kV

De façon complémentaire, les remplacements suivants, indépendants de changements de structure, sont envisagés :

- Awirs 150kV : rénovation complète du matériel en haute et basse tensions ;
- Petit-Rechain 150kV : remplacement d'équipements en basse tension ;
- Leval 220kV : remplacement d'équipements en basse tension ;
- Brume : installation de deux nouveaux transformateurs 110kV/moyenne tension et 70kV/moyenne tension, ce qui permettra à terme la suppression du poste Trois-Ponts 70kV ;
- Brume : la basse tension sera totalement renouvelée dans les postes 380 et 220kV et quelques équipements seront remplacés en haute tension ;
- Heid-de-Goreux : le poste 70kV sera remplacé par un nouveau poste au gabarit 110kV (évolution vers une configuration avec deux transformateurs en repiquage) ;
- Romsée 220kV : remplacement de matériel en basse tension ;
- Jupille 220kV : remplacement de matériel en basse tension ;
- Lixhe 150kV : remplacement de matériel en basse tension ;
- Eupen 150kV : remplacement de matériel en basse tension et de quelques équipements en haute tension ;
- Bressoux 150kV : remplacement de matériel en basse tension et installation d'un transformateur 150/11/6kV en remplacement des transformateurs 70/6kV vétustes.

6.6.8. Aperçu des projets



Figure 6.5: Aperçu des projets de la province de Liège (Légende voir p. 180)

6.7. Province de Luxembourg

6.7.1. Zone Bomal-Soy

La région de Bomal – Soy présente des besoins de remplacements au niveau des postes et des liaisons.

Afin de répondre à ces besoins, la structure de réseau suivante est programmée :

- au niveau du poste de Soy : remplacement du poste 70kV par un poste au gabarit 110kV et renforcement de la transformation vers la moyenne tension ;
- au niveau du poste de Bomal : remplacement du poste 70kV par un poste au gabarit 110kV ;
- à plus long terme (au-delà de 2025) :
 - création d'une liaison 220kV entre la ligne 220.501 Villeroux – Rimièrre d'une part et le poste Bomal. Cette liaison permettra la mise en place d'un transformateur 220/70kV à Bomal et la suppression de la ligne 70kV Bomal – Comblain ;
 - poste Marcourt 220kV équipé de deux jeux de barres.

6.7.2. Boucle Orgéo

Un transformateur 220/70kV a été ajouté dans le poste Villeroux afin de sécuriser l'alimentation d'un nouveau client.

La vision à long terme actuelle de la boucle reliant les postes Villeroux, Orgéo, Hastière, Achêne et Marcourt consiste en l'introduction progressive du 110kV, en commençant par le remplacement au gabarit 110kV de la ligne Hastière – Ponderôme.

Par ailleurs, si les unités de production décentralisée se confirment aux alentours de Neufchâteau, il serait envisagé d'installer un nouveau câble gabarit 110kV entre la ligne Orgéo-Villeroux et le poste Neufchâteau 70kV.

6.7.3. Boucle du sud

Pour pallier aux problèmes de tensions élevées en 220kV, une compensation réactive sera installée dans le poste Aubange 220kV.

L'installation d'un second transformateur 220/15kV dans le poste Aubange est planifiée à longue échéance et sera réévaluée en fonction de l'évolution des besoins.

Le réseau 70kV de la province de Luxembourg est aujourd'hui alimenté par des transformateurs 220/70kV dans les postes Villeroux, Marcourt, Heinsch et Aubange. Si la consommation ou la production dans la province devait croître selon une tendance prononcée sur le long terme, cette transformation 220/70kV pourrait être renforcée à Marcourt et Saint-Mard ou Heinsch.

Conformément à la vision à long terme de la zone, le poste Heinsch 220kV sera construit au gabarit 380kV à l'occasion du raccordement d'un nouveau client.

6.7.4. Projets de remplacement indépendants

De façon complémentaire, les remplacements suivants, indépendants de changements de structure, sont envisagés :

- les postes suivants sont remplacés au gabarit 110kV et exploités dans un premier temps en 70kV : Villers-sur-Semois, Saint-Vith, Fays-les-veurs, Orgéo et Neufchâteau ;
- Aubange : les protections des postes 380, 220, 70kV sont adaptées ou remplacées, des équipements en haute tension sont remplacés dans le poste 220kV. Le poste 150kV sera quant à lui démantelé ;
- Villeroux : la basse tension sera totalement renouvelée dans le poste 220kV et quelques équipements seront remplacés en haute tension ;
- Saint-Mard : le poste 70kV ainsi que le transformateur 70/15kV seront supprimés. Ce transformateur 70/15kV sera remplacé par un nouveau transformateur 220/15kV. La basse tension du poste 220kV sera quant à elle remplacée ;
- les fondations de la ligne 220kV Villeroux – Aubange seront par ailleurs renforcées (une première partie en 2016 et une seconde partie en 2020).

6.7.5. Aperçu des projets

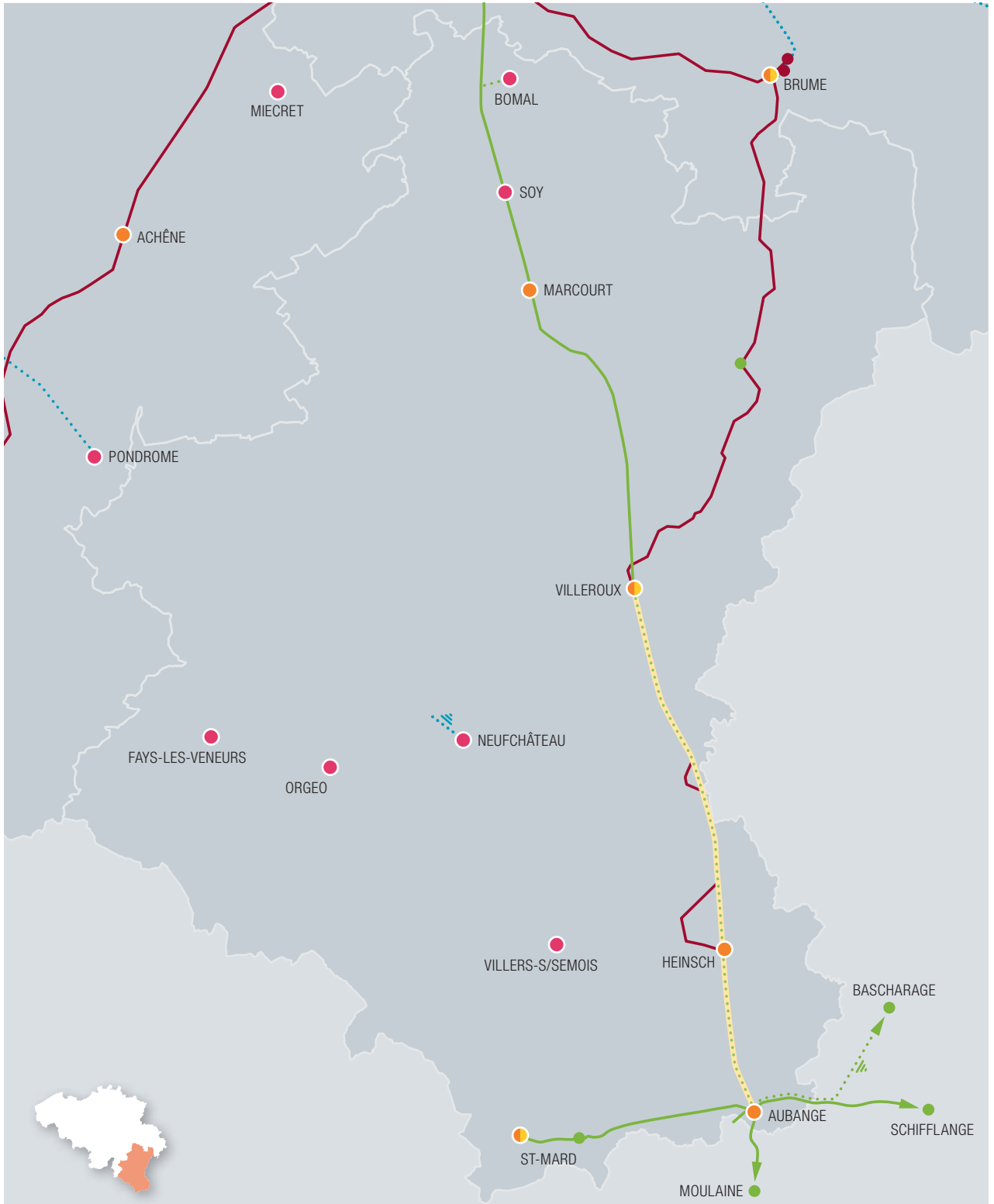


Figure 6.6: Aperçu des projets de la province de Luxembourg (Légende voir p. 180)

6.8. Province de Namur

6.8.1. Fils rouges et projets d'importance

Historiquement, les réseaux namurois et luxembourgeois ont été essentiellement développés en 70 kV. Le niveau de tension de 150 kV y est peu présent. Par contre, les réseaux liégeois et hennuyer sont constitués de 70 kV mais aussi de 220 kV dans le réseau liégeois, et de 150 kV dans la province de Hainaut.

Si la zone du Hainaut est amenée à évoluer vers le 150 kV, les réseaux namurois et luxembourgeois sont amenés à évoluer vers le niveau 110 kV.

La zone de Namur se situe entre les zones de Hainaut et de Liège. Celles-ci vont évoluer vers le 150 kV et le 220 kV, il est donc nécessaire de découpler la zone de Namur des deux autres. Une étude à long terme doit être réalisée afin de déterminer l'évolution à moyen et long terme du réseau de la province de Namur.

Les pistes actuellement envisagées et à confirmer par l'étude à long terme sont les suivantes.

Au nord-ouest, la frontière entre les réseaux namurois et hennuyer est constituée des postes Gembloux-Sauvenière et Leuze. Cette zone ayant un fort potentiel éolien, il faut intégrer la problématique d'accueil de la production décentralisée dans le choix du niveau de tension (150 kV vers Gouy ou 110 kV vers Namur). Ainsi, afin d'optimiser la capacité d'accueil de production, la vision actuelle est de :

- renforcer l'axe Auvelais-Gembloux au gabarit 150 kV ;
- découpler les postes de Gembloux – Sauvenière de Leuze, en ne reconstruisant pas la liaison Gembloux-Leuze. Leuze serait alors rattaché à la zone de Namur et évoluerait vers le 110 kV ;
- faire passer les flux de Gembloux et Sauvenière vers la zone de Gouy (ce qui implique une exploitation à terme en 150 kV).

Plus particulièrement, si la charge augmente au poste Les Isnes, une seconde alimentation devra être prévue. La piste actuelle est de mettre un transformateur en antenne depuis Leuze, au gabarit 110 kV.

Au sud-ouest, le poste Romedenne est un poste à la frontière de deux zones : entre Neuville (Hainaut) et Hastière (Namur). La vision actuelle est de découpler les zones de Namur et du Hainaut à ce niveau.

Au nord-est, la frontière avec l'ouest de la zone de Liège se situe au niveau du poste Statte, entre Ampsin (Liège) et Seilles (Namur). Actuellement, ces postes sont alimentés en alimentation principale via Seilles (Namur) et en alimentation de secours via Liège.

La zone de Namur est alimentée au nord-est par un transformateur 150/70 kV à Seilles, raccordé au poste Gramme (Huy). L'avenir de ce point d'injection doit encore être étudié et dépendra de l'avenir du poste Gramme 150 kV, dont le futur est lié à l'évolution de la zone de Liège ainsi qu'à l'avenir de la centrale nucléaire de Tihange. Différentes options se dessinent pour Seilles. Si le poste est supprimé, il faudra ajouter un transformateur 380/70 kV supplémentaire pour soutenir le réseau 70 kV de Namur.

Au sud-est, la zone de Villeroux évoluant également vers le 110 kV, il n'y a pas de mesure particulière à prendre vis-à-vis de la zone de Namur car il n'est pas nécessaire de découpler les deux zones.

6.8.2. Projets de remplacement indépendants

La période 2015-2025 comporte divers projets de remplacement indépendants de changements de structure :

- la liaison Hastière-Pondrôme requiert le remplacement des pylônes et des conducteurs. Cette liaison sera renouvelée au gabarit 110 kV à double terna, sur le même tracé, ou en câble 110 kV. La solution à retenir est en cours d'étude ;
- les postes 70 kV suivants, ainsi que certains transformateurs les équipant, sont en cours de remplacement ou seront complètement remplacés au gabarit 110 kV mais exploités dans un premier temps en 70 kV : Marches-les-Dames, Namur, Pondrôme, Dinant, Fosses-la-ville, Romedenne, Seilles, Miécrot, Warnant ;
- la basse tension du poste Champion 380 kV sera renouvelée ;
- la basse tension ainsi que certains équipements spécifiques en haute tension du poste Achêne 380 kV seront renouvelés ;
- la basse tension du poste Haute-Sarte 150 kV doit être renouvelée ;
- la basse tension du poste Auvelais 150 kV doit être renouvelée ;
- la basse tension du poste Gramme 380/150 kV ainsi que certains équipements en haute tension seront remplacés ;
- la ligne 70 kV entre les postes de Auvelais et Gembloux sera reconstruite au gabarit 150 kV et à 2 ternes jumelés, et exploitée en 70 kV.

6.8.3. Aperçu des projets



Figure 6.7: Aperçu des projets de la province de Namur (Légende voir p. 180)

6.9. Province de Flandre-Orientale

6.9.1. Projets liés au backbone

La région est caractérisée par différents projets qui s'inscrivent dans le renforcement de l'épine dorsale du réseau interne belge, également appelée «backbone» (voir également le chapitre 5 pour plus d'informations).

Le projet STEVIN qui vise l'agrandissement du réseau 380 kV jusqu'à la côte est le principal projet relatif au backbone dans cette région. Dans ce cadre, un nouveau poste 380 kV (Horta) a été réalisé à Zomergem au carrefour des lignes depuis Doel/Mercator vers Avelgem et de la ligne vers Eeklo Nord.

Dans le cadre de l'ouverture des réseaux 150 kV dans les provinces de Flandre-Orientale et Flandre-Occidentale, une série de travaux doivent être réalisés dans cette région. «Le découplage des zones électriques» fait référence à la subdivision du réseau 150 kV en sous-réseaux afin de mieux maîtriser les flux de transit entre les différentes régions et limiter la puissance de court-circuit dans certains postes. Des études complémentaires doivent confirmer ces solutions. Il s'agit de l'installation d'un transformateur 380/150 kV supplémentaire à Rodenhuize, la réalisation d'une reconfiguration des lignes aériennes autour de Heimolen et le découplage des zones à Nieuwe Vaart et Heimolen. La deuxième injection 380/150 kV à Rodenhuize est également nécessaire si des unités de production centralisées supplémentaires devaient être raccordées au réseau 150 kV.

Outre ces projets qui s'inscrivent dans le renforcement du backbone, d'autres projets dans la région de Flandre-Orientale sont également abordés ci-dessous.

6.9.2. Eeklo

La transformation 150/36 kV à Eeklo Pokmoer ainsi que les différents postes 36/12 kV, tels qu'Adegem, Eeklo Nijverheidskaai et Eeklo Zuidmoer, arrivent à saturation, et ce, à la fois pour la charge et pour l'injection. Une solution générale tenant compte des prévisions de charge et du potentiel de production décentralisée dans la région s'impose. Pour la région Eeklo-Maldegem, la province de Flandre-Orientale joue un rôle de coordinateur. La province a déjà reçu une approbation pour la définition de l'implantation des éoliennes de la zone Eeklo-Maldegem.

Elia et le gestionnaire de réseau de distribution ont effectué une étude commune afin de déterminer la meilleure solution technico-économique, en tenant compte des besoins dans la région. Le résultat de cette étude comprend deux développements à Eeklo Nord : d'une part, la création d'un hub 36 kV via un transformateur 150/36 kV 125 MVA supplémentaire pour le

raccordement de la production décentralisée et, d'autre part, la création d'un nouveau point d'injection vers la moyenne tension via deux nouveaux transformateurs 150/12 kV 50 MVA pour le raccordement de la charge supplémentaire et de la décharge des postes existants dans la région Eeklo. La réalisation des deux projets est déjà bien avancée.

6.9.3. Port de Gand

Au vu de la vétusté des différents postes 36 kV dans le port de Gand et de la vétusté des transformateurs vers la moyenne tension à Sadacem, une étude est menée afin de définir la structure optimale du réseau à court et à long terme pour le port de Gand.

La structure indiquée du réseau consiste à déplacer le transformateur 150/36 kV de Sadacem (Evergem) vers le poste Rechteroever. Le poste Sadacem sera totalement abandonné. À Rechteroever, le transformateur 150/36 kV sera raccordé à une liaison 150 kV depuis Langerbrugge. Cette liaison sera réalisée par l'upgrade de la ligne 70 kV vers 150 kV depuis Langerbrugge en direction de Rechteroever, qui est ensuite prolongée via un câble jusqu'au poste Rechteroever.

Cette structure offre les meilleures possibilités pour le futur pour, d'une part, l'accueil de la production décentralisée sur les rives gauche et droite du port et, d'autre part, le raccordement de la charge supplémentaire sur la rive droite du port.

Sur la rive gauche, on réfléchit également, dans le cadre du potentiel de production décentralisée et en raison des développements prévus au Kluizendok, à la création d'un point d'injection vers le 12 kV et/ou le 36 kV grâce à la construction d'un nouveau poste. Ce poste serait raccordé aux lignes 150 kV entre Eeklo Nord et Rodenhuize. À l'heure actuelle, la réalisation de ce poste est prévue à moyen terme.

6.9.4. Centre de Gand

Une étude de réseau réalisée dans le cadre du renouvellement de Nieuwe Vaart a démontré que la meilleure solution pour la zone Ham – Nieuwe Vaart est le transfert d'une partie de la charge du 36 kV vers le 150 kV combiné à un transformateur 150/36 kV supplémentaire à Ham. Ce dernier remplacera des transformateurs 150/36 kV existants à Nieuwe Vaart. L'injection 150/36 kV supplémentaire à Ham, qui est désormais installée, permet que cette injection soit plus proche du centre de gravité de la charge et davantage vers le centre de Gand. L'allègement du réseau 36 kV est obtenu via le transformateur 150/12 kV installé à Nieuwe Vaart en 2014. Le transfert de la charge vers le

150 kV à Ham a déjà été réalisé en 2009. Les travaux à Nieuwe Vaart sont en cours.

Dans le cadre d'un redéveloppement autour des «Oude Dokken», il a été demandé de mettre en souterrain une partie de la ligne 150 kV entre Ringvaart et Ham.

Suite à l'augmentation de la charge à proximité de Sint-Denijs-Westrem et Sint-Martens-Latem, le renforcement de l'alimentation de la poche Drongen devient nécessaire. La solution prévue actuellement consiste en le remplacement du transformateur existant 150/36 kV à Drongen par un nouveau transformateur 125 MVA avec l'intégration des poches Flora et Drongen. À long terme, l'installation d'un transformateur 150/36 kV supplémentaire peut être nécessaire.

À Flora, un assainissement acoustique est réalisé afin de maintenir le niveau sonore des transformateurs 150/36 kV dans les normes.

6.9.5. Sint-Niklaas - Temse – Hamme

L'ancien axe 70 kV entre Schelle et Langerbrugge est en fin de vie. Une solution en 150 kV a déjà été développée pour la partie située entre Langerbrugge et Lokeren. Le poste Temse a été supprimé et, au début des années 2000, une nouvelle injection en moyenne tension depuis le réseau 150 kV à Walgoed a été mise en place. Dans les prochaines années, les installations 70 kV à Sint-Niklaas et Hamme arriveront également en fin de vie, ainsi que les lignes qui assurent l'alimentation de réserve de ces postes. Une solution en 150 kV sera également recherchée pour ces postes. Pour Hamme, on étudie si l'alimentation peut être reprise via le réseau 36 kV. Pour Sint-Niklaas, une deuxième alimentation depuis le réseau 150 kV est prévue par le biais de l'exploitation d'un deuxième terrain en 150 kV et l'installation d'un deuxième transformateur 150/10 kV.

Cela permettra de quitter l'ensemble du réseau 70 kV depuis Schelle en direction de Gand (plus précisément Temse/Sint-Niklaas/Hamme).

6.9.6. Alost - Dendermonde

La ligne 70 kV entre Baasrode et Sint-Gillis-Dendermonde ainsi que les installations 70 kV à Sint-Gillis-Dendermonde doivent être remplacées à moyen terme. En remplacement de cette ligne, on pense à l'édification d'un poste 150 kV à Sint-Gillis-Dendermonde grâce auquel la charge sera entièrement alimentée depuis le réseau 150 kV au lieu du réseau 70 kV en réserve.

Dans le cadre de l'augmentation de la charge dans la région d'Alost, on réfléchit à l'installation d'un deuxième transformateur 150/70 kV à Alost à plus long terme.

6.9.7. Énergie renouvelable et production décentralisée

À Ketenisse, dans le cadre du projet BRABO, un poste 150 kV entier est créé ; simultanément, les transformateurs 150/36 kV de 65 MVA seront remplacés par des transformateurs 125 MVA afin de permettre essentiellement le raccordement de la production décentralisée.

À Beveren-Waas, des possibilités de raccordement pour la production décentralisée sont réalisées par l'installation d'un 150/30 kV de 110 MVA. Une même solution a été réalisée à Lokeren pour le raccordement des clusters éoliens supplémentaires.

6.9.8. Projets de remplacement

En outre, des projets de remplacement pur sont prévus dans plusieurs postes: le remplacement des couplages longitudinaux et d'équipements basse et haute tension à Doel 380 kV et le remplacement d'équipements basse et haute tension dans les postes 150 kV Doel, Mercator, Langerbrugge, Rodenhuize, Ruien, Heimolen, Nieuwe Vaart, Sint-Pauwels, Flora, Drongen, Alost (70 kV et 150 kV), Alost Nord (uniquement basse tension), Aalter (uniquement basse tension), Eeklo Nord, Eeklo Pokmoer, Ruien, Wortegem et Zele Industrie.

Pour conclure, le remplacement de la ligne 150 kV entre Langerbrugge et Eeklo Pokmoer est également planifié. La solution finale est étudiée et repose pour le moment sur un remplacement de la ligne complète par une nouvelle ligne.

6.9.9. Port de Waasland

Dans le cadre du futur développement du port d'Anvers, le début des travaux de construction en vue de la création du Saefinghedok est prévu pour fin 2017. Différentes lignes à haute tension et pylônes se trouvent dans la zone du projet, ce qui nécessitera un déplacement de ces lignes, dès la première phase de construction du dock.

À la demande du Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen, Elia étudie différents scénarios de déplacement afin d'élaborer une solution adaptée pour les lignes impliquées :

- deux lignes 380 kV entre Doel et Mercator comptant chacune deux liaisons 380 kV ;
- une ligne 150 kV entre Ketenisse et Doel.

6.9.10. Aperçu des projets



Figure 6.8: Aperçu des projets de la province de Flandre-Orientale (Légende voir p. 180)

6.10. Province du Brabant flamand

Le nombre de projets dans cette région est limité étant donné qu'une grande partie de la zone est alimentée depuis le réseau 70kV existant, réseau qui ne fait pas partie du Plan de Développement fédéral.

6.10.1. Eizeringen et Kobbegem

Afin de répondre à l'évolution de la consommation dans cette zone et de remplacer les équipements obsolètes, les injections vers la moyenne tension à Eizeringen et Kobbegem seront entièrement alimentées depuis le réseau 150kV.

6.10.2. Louvain

La région de Louvain, actuellement alimentée par un réseau 70kV avec des injections en 150kV à Wilsele et Tirlemont, requiert une injection supplémentaire pour ne pas surcharger de manière inadmissible le réseau 70kV depuis Tirlemont en cas de perte de la double alimentation de Wilsele. Pour ce faire, un poste à haute tension raccordé à la ligne 150kV Verbrande Brug-Tirlemont a été édifié. Depuis Wijgmaal, une liaison souterraine 150kV sera posée vers le poste 70kV existant à Gasthuisberg. À Gasthuisberg, un transformateur 150/70kV supplémentaire garantira la sécurité d'alimentation de la région de Louvain. Dans le même temps, un transformateur 150/10kV accueillera la hausse de la charge en moyenne tension (actuellement alimentée via 70/10kV).

6.10.3. Tirlemont – Saint-Trond

Dans la région entre Tirlemont et Saint-Trond, quelques lignes 70kV arrivent en fin de vie. On étudie actuellement dans quelle mesure et selon quel timing le réseau 70kV pourrait y être démantelé progressivement au profit du réseau 150kV ou s'il serait malgré tout plus optimal de le conserver, éventuellement éventuellement partiellement. La solution actuelle prévoit d'ores et déjà un transformateur 150/70kV supplémentaire à Tirlemont afin qu'une partie de la ligne aérienne 70kV d'Heverlee à Tirlemont puisse être abandonnée moyennant une liaison 70kV supplémentaire entre Leuven et Heverlee.

6.10.4. Projets de remplacement indépendants

La période 2015-2025 comporte également des projets de remplacement indépendants de changements de structure, à savoir :

- le remplacement de la basse tension du poste Rhode-Saint-Genèse 150kV ;
- le remplacement de la liaison 150kV entre les postes Bruegel et Dilbeek ;
- le remplacement de certains équipements en haute tension des postes Bruegel 150 et 380kV, ainsi que deux pôles d'un transformateur 380/150kV ;
- projet de remplacement à Diest ;
- projet de remplacement à Malderen ;
- intégration des travées AIS dans le poste GIS à Drogenbos 150kV.

6.10.5. Aperçu des projets

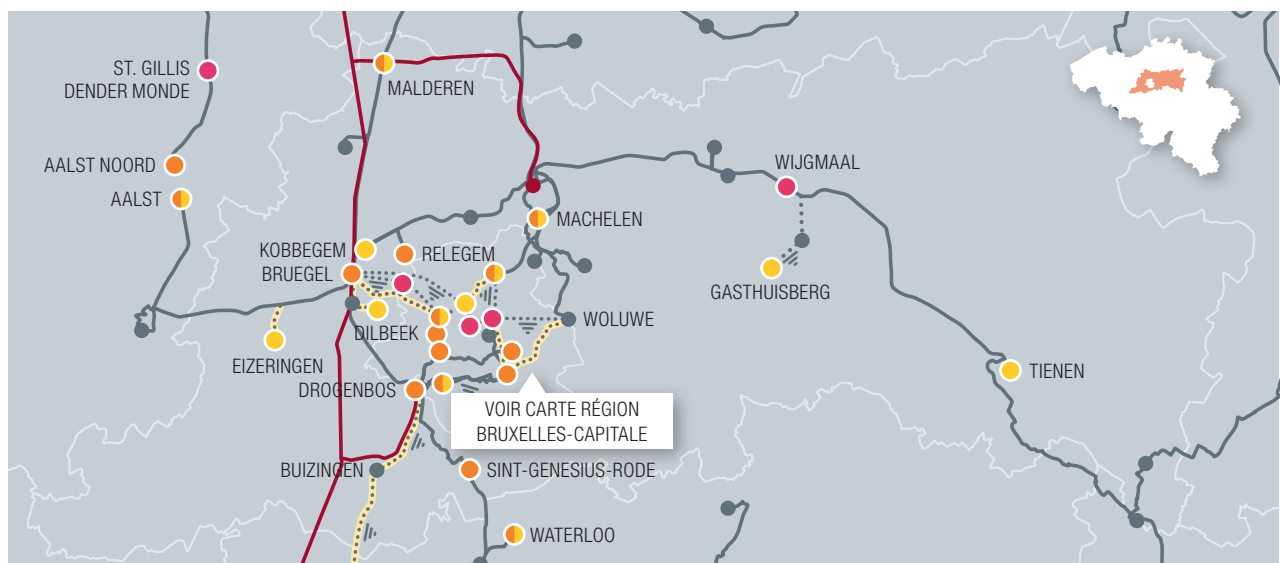


Figure 6.9: Aperçu des projets de la province du Brabant flamand (Légende voir p. 180)

6.11. Province de Flandre-Occidentale

La région est caractérisée par différents projets qui s'inscrivent dans le renforcement de l'épine dorsale du réseau interne belge, également appelée « backbone » (voir également le chapitre 5 pour plus d'informations).

6.11.1. Projets liés au backbone

Le projet STEVIN prévoit un prolongement du réseau 380 kV jusqu'à la côte, ce prolongement sera relié à Zeebrugge au réseau 150 kV actuel par le biais de deux nouveaux transformateurs 380/150 kV. Après la réalisation du projet STEVIN, la liaison 150 kV existante entre Eeklo Pokmoer et Brugge Waggelwater sera détruite. Dans le cadre du projet STEVIN, les lignes entre Brugge et Eeklo Nord doivent également être mises en souterrain.

Dans le cadre du renforcement de la frontière sud, le poste Avelgem 380 kV doit être converti. Cette adaptation est nécessaire suite à la conversion des liaisons avec des conducteurs HTLS.

Dans le cadre de l'ouverture des réseaux 150 kV dans les provinces de Flandre-Orientale et Flandre-Occidentale, une série de travaux doivent être réalisés dans cette région. «Le découplage des zones électriques» fait référence à la subdivision du réseau 150 kV en sous-réseaux afin de mieux maîtriser les flux de transit entre les différentes régions et limiter la puissance de court-circuit dans certains postes. Des études complémentaires doivent confirmer ces solutions. Pour la Flandre-Occidentale, on pense à conserver l'exploitation fermée avec l'installation d'un transformateur-déphaseur sur la liaison entre Coxyde et Slijkens.

Outre ces projets qui s'inscrivent dans le renforcement du backbone, d'autres projets dans la région de Flandre-Occidentale sont également abordés ci-dessous.

6.11.2. Réactance shunt dans la région côtière

À Brugge Waggelwater, l'installation d'une réactance shunt est prévue afin de mieux contrôler les tensions en région côtière, et ce, indépendamment du parc de production central. Cette réactance est nécessaire en raison des câbles 150 kV récemment installés dans cette région.

6.11.3. Région Brugge-Zedelgem-Slijkens

Dans le cadre de la hausse de la charge dans la région de Brugge, un transformateur 150/11 kV a été installé dans le poste Brugge Waggelwater. L'installation de ce transformateur permet à la fois de prévenir une surcharge sur les transformateurs 150/36 kV de Brugge et les transformateurs 36/11 kV dans la région brugeoise.

À terme, la transformation 150/36 kV à Zedelgem ne suffira plus pour alimenter la hausse de charge. Cette transformation doit donc être renforcée. À l'heure actuelle, on prévoit un renforcement par le biais d'un câble supplémentaire 36 kV entre Brugge Waggelwater et Zedelgem étant donné qu'il permet un soutien depuis Brugge. Dans le cadre d'un renforcement structurel de cette zone, on pense également à la construction d'un poste 150 kV et à l'installation d'un transformateur supplémentaire 150/36 kV à Zedelgem. Une étude doit confirmer cette solution.

6.11.4. Installation de modules Ampacimon sur les lignes entre Brugge-Langerbrugge-Nieuwe Vaart

La réalité et les calculs de simulation démontrent que, dans certaines configurations réseau et pour certaines situations de charge et de production, les lignes entre Brugge – Langerbrugge et Nieuwe Vaart atteignent leur limite théorique d'exploitation, et ce à la fois dans le cas d'un incident réseau qu'en situation normale, mais alors suite à des configurations extrêmes de production et de charge.

L'installation de modules Ampacimon qui monitorent la capacité de transport réelle de ces lignes permet à Elia d'exploiter celles-ci de manière optimale en fonction des limites réelles d'exploitation. Cela permet de reporter certains investissements visant à renforcer le réseau.

6.11.5. Lendelede est

Le réseau à haute tension initial dans cette région a été développé en 70kV. Dans une phase ultérieure, ce réseau a été développé davantage en 150kV entre des postes plus importants et le réseau 70kV s'est souvent vu attribuer un rôle de réserve.

En raison de la consommation moindre des installations 70/10kV, le nombre d'injections 150/70kV peut également être réduit, une fois arrivés en fin de vie. C'est d'application à Izegem.

Une autre réalité historique dans cette région est la présence d'un réseau 36kV alimenté depuis le poste 150/36kV à Harelbeke – où la centrale a entre-temps disparu. Étant donné que ce réseau arrive aussi en fin de vie, il est également examiné si cette transformation 150/36kV peut être localisée ailleurs, afin d'obtenir la structure réseau la plus optimale d'un point de vue technico-économique.

Les installations 150kV qui arrivent en fin de vie doivent généralement être remplacées à l'identique. C'est par exemple le cas dans les postes Izegem, Mouscron, Sint-Baafs-Vijve et pour la ligne Izegem - Ruien.

La nouvelle structure se compose des éléments suivants:

- un nouveau poste 150kV à Ypres, qui alimente avec un nouveau câble 150kV dans une première phase et avec un deuxième câble 150kV dans une deuxième phase un nouveau poste de transformation 150/15kV à Bas-Warneton ;
- un nouveau poste de transformation 150/15kV à Poperinge Sappenleen (avec back-up dans une première phase par le biais du réseau de distribution) sera raccordé avec un nouveau câble 150kV ;
- une nouvelle liaison 150kV Ypres – Noordschote – Coxyde à laquelle un nouveau poste de transformation 150/15kV à Noordschote sera raccordé. Le tracé définitif et l'implémentation, soit en ligne soit en câble, de cette liaison doivent encore être définis.

Pour ce faire, il est encore nécessaire de dédoubler la ligne à haute tension existante Ypres-Nord - Ypres en deux ternes. Au cours de la phase ultérieure, lors de l'abandon des installations 70kV, les transformateurs 70/15kV à Ypres et Coxyde seront remplacés par des transformateurs 150/15kV. En fonction de la nécessité, à confirmer, le transformateur 150/15kV existant à Ypres sera également remplacé.

6.11.6. Westhoek

Le réseau dans la région du Westhoek est confronté à une série de défis :

- capacité de prélèvement dans les réseaux de distribution de Bas-Warneton et Ypres. À Bas-Warneton, la capacité de transformation existante ainsi que la capacité du réseau 70kV supérieur sont insuffisantes pour répondre aux besoins existants, alors qu'Ypres a aussi quasiment atteint la limite de ses possibilités ;
- qualité de la tension. Le réseau de distribution étendu de Poperinge jusqu'à la frontière française est aujourd'hui desservi depuis le point de fourniture d'Ypres via les boucles de distribution qui peuvent avoir jusqu'à 30 km de longueur, ce qui entraîne des problèmes de tension. Bas-Warneton est aujourd'hui alimenté par deux longues lignes 70kV qui, en cas de hausse de la consommation, ne peuvent pas non plus garantir la tension de manière suffisante ;
- fin de vie des installations. Plusieurs installations 70kV telles qu'à Noordschote, Bas-Warneton, Coxyde, Mouscron sont en fin de vie et doivent être remplacées pour continuer à garantir la fiabilité du réseau.

A cette fin, la totalité des installations 70kV, c'est-à-dire les postes et les liaisons, sera démantelée à terme. Cela permettra une simplification qui résultera en une structure 150kV offrant une solution rationnelle aux défis du futur.

6.11.7 Projets de remplacement indépendants

Dans les postes de Beveren, Brugge Waggelwater, Blauwe Toren, Ypres-Nord, Tielt, Pittem, Wevelgem, des projets de remplacement sont également prévus. Sur la liaison Brugge-Slijkens, le renforcement est reporté, le remplacement des équipements est toutefois planifié. Sur les liaisons Deinze-Ruien et Mouscron-Wevelgem, le remplacement des conducteurs est prévu, tandis que sur la liaison Ruien-Thieulain, un retrofit complet est prévu.

6.11.8 Schoondale

Pour pouvoir décharger le poste Sint-Baafs-Vijve, un nouveau poste Schoondale est établi. Ce nouveau poste 150kV est intercalé dans la liaison souterraine 150kV existante Oostrozebeke – Sint-Baafs-Vijve. La décharge du poste Sint-Baafs-Vijve permet de rénover ce poste dans le futur.

6.11.9 Pittem

La charge du poste Pittem flirte depuis un certain temps déjà avec la limite des possibilités et est suivie de près. Une piste éventuelle pour un renforcement consiste en l'adaptation de la liaison Beveren-Pittem vers le 150kV et le remplacement des transformateurs 70/15kV par un transformateur 150/15kV.

6.11.10 Aperçu des projets

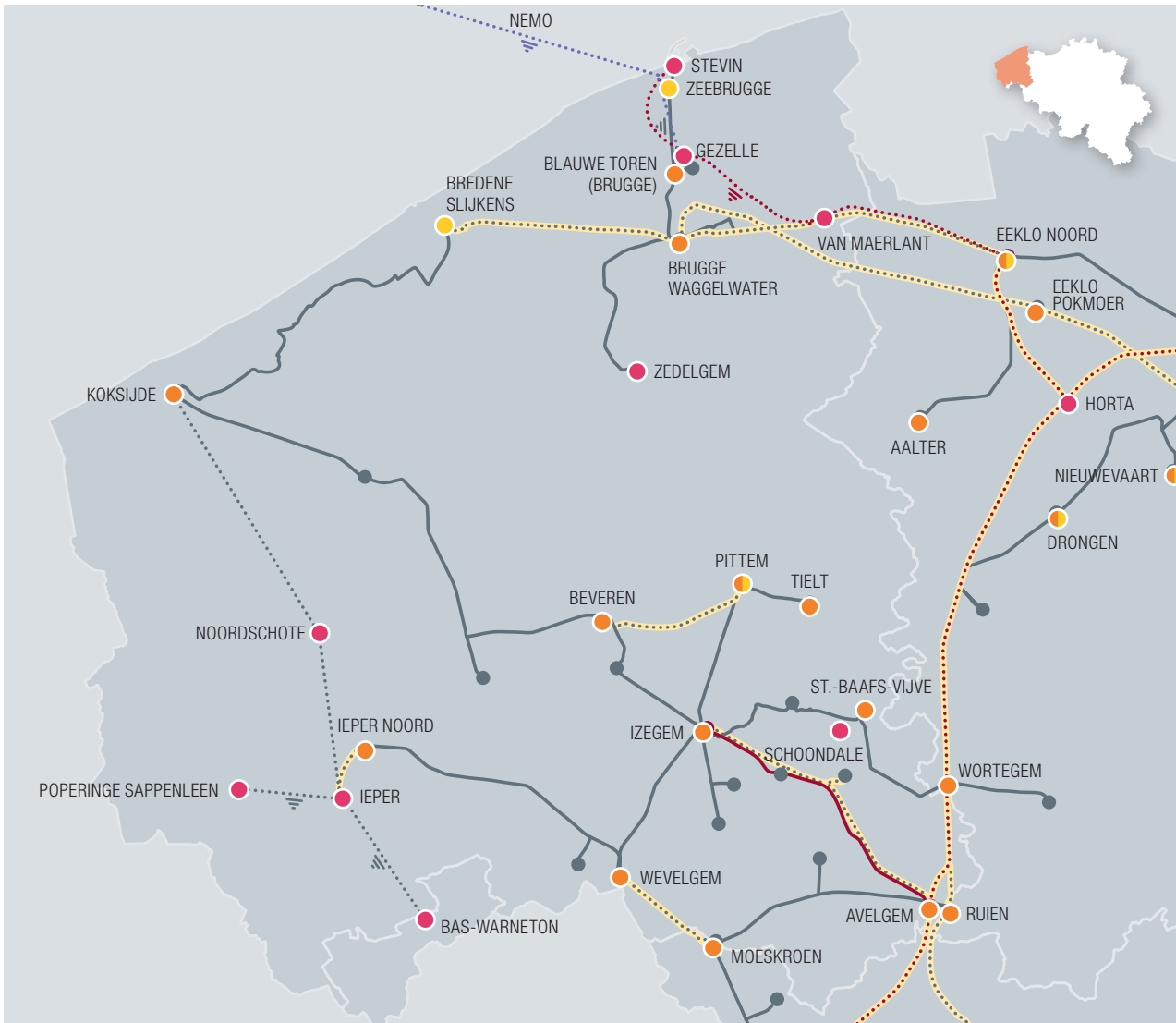


Figure 6.10: Aperçu des projets de la province de Flandre-Occidentale (Légende voir p. 180)

6.12. Région de Bruxelles-Capitale

6.12.1. Développements dans le centre de Bruxelles

Une étude à long terme du centre-ville de la capitale a été réalisée afin de déterminer le développement optimal de cette zone. L'étude s'est appuyée sur les prévisions de consommation communiquées par le gestionnaire de réseau de distribution ainsi que sur un ensemble de besoins de remplacement identifiés.

La solution retenue comporte deux volets :

- un premier volet consiste à ouvrir un nouveau poste de transformation du 150kV vers la moyenne tension à Héliport, afin de soulager les postes Marché, Botanique et Monnaie. Cet ouvrage est en service depuis 2009 ;
- le second volet résulte de l'examen global des réseaux 150kV et 36kV autour du centre de Bruxelles, qui donne lieu aux investissements supplémentaires décrits ci-dessous.

POCHE BUDA-SCHAERBEEK

Un nouveau transformateur 150/11kV sera installé dans un poste 150kV à construire sur le site de Charles-Quint, situé à proximité de l'axe 150kV Schaerbeek-Ixelles.

Le câble 150kV actuel entre Schaerbeek et Ixelles sera complètement mis hors service car il ne présente plus toutes les garanties nécessaires de fiabilité.

Une nouvelle liaison souterraine 150kV sera posée entre les postes Schaerbeek et Charles-Quint. Un nouveau câble 150kV sera également placé entre les postes Charles-Quint et Woluwé. Ce nouvel axe 150kV entre Schaerbeek et Woluwé reprendra la fonctionnalité des câbles existants Schaerbeek – Ixelles et Ixelles – Woluwé. De plus, le gabarit des nouveaux câbles entre Schaerbeek et Woluwé sera choisi de manière à augmenter la capacité de transport entre ces deux postes.

Cet investissement soulagera à la fois le réseau 36kV depuis Schaerbeek vers le centre de Bruxelles et la transformation vers la moyenne tension aux postes Voltaire, Charles-Quint et Scailquin.

RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION VERS LA MOYENNE TENSION À PACHÉCO

Le poste Pachéco devra être équipé d'un transformateur 150/11kV qui sera alimenté par un nouveau câble 150kV raccordé au nouveau poste Charles-Quint.

Ce développement d'une nouvelle injection 150/11kV est la solution retenue pour réduire les investissements 36kV dans les poches Héliport-Molenbeek et Relegem-Schaerbeek.

Lorsque cette injection sera en service, l'axe 36kV Schaerbeek – Pachéco – Point-Sud pourra être abandonné étant donné que l'alimentation de réserve de la moyenne tension à Pachéco se fera par deux transformateurs 36/11kV alimentés depuis le poste Botanique.

Le poste Pachéco est le mieux situé, en termes de position dans le réseau et de localisation de la consommation, pour absorber les augmentations de la consommation prévues dans cette zone.

Ce renforcement de la transformation vers la moyenne tension est un développement d'infrastructure majeur qui devra s'intégrer dans les projets immobiliers planifiés autour du boulevard Pachéco.

Les conclusions du P.P.A.S. (Plan Particulier d'Affectation du Sol) ont orienté Elia à réévaluer les deux variantes initialement étudiées avec le promoteur immobilier (extension du site actuel ou déplacement de celui-ci au coin de la rue de la Banque et de la rue Montagne de l'Oratoire). Après concertation, il a été décidé d'installer le nouveau poste 150kV dans un bâtiment situé face à la Colonne du Congrès.

6.12.2. Développements dans la partie ouest de Bruxelles

Une étude à long terme de l'alimentation du centre-ville et de la partie ouest de Bruxelles a été réalisée afin d'obtenir une vision robuste et suffisamment flexible pour le futur de la Région. Vu le caractère essentiellement souterrain du réseau bruxellois et les grandes difficultés de coordination des chantiers qui en découlent, il est particulièrement important de disposer d'un planning à long terme des projets à réaliser dans la capitale.

Cette étude à long terme a été initiée suite aux nombreux besoins de remplacement identifiés dans la zone. Notons principalement les besoins de remplacement des câbles 150kV de type SCOF (Self-Contained Oil-Filled), l'arrivée en fin de vie des câbles 36kV de type IPM (isolation en papier imprégné et écran en plomb) et la nécessité de renouveler le parc des transformateurs 150/36kV bruxellois. À cela s'ajoutent également des besoins de renforcement de la capacité de transformation vers la moyenne tension ainsi que l'obsolescence d'équipements dans certains postes. Citons, par exemple, le problème de dépassement de la puissance conventionnelle fournie de Kobbelem et Eizingen en périphérie ou le besoin de rénovation des postes 36 et 150kV de Molenbeek.

Cette étude a rapidement écarté un scénario complet d'abandon du 36kV à Bruxelles. L'étalement des besoins de remplacement du 36kV, couplé au manque d'espace disponible dans de nombreux sites, rend l'abandon total du 36kV difficile.

Trois objectifs principaux ont été poursuivis lors de cette étude, à savoir :

- assurer le remplacement des infrastructures arrivant en fin de vie ;
- assurer la sécurité d'alimentation des différents sites tout en équilibrant les deux grandes boucles 150kV (depuis Bruegel et Verbrande Brug) ;
- s'adapter à l'évolution des centres de gravité de la consommation tout en garantissant l'optimum technico-économique global.

De manière plus détaillée, cette étude propose de réaliser une boucle 150kV au départ du poste Bruegel et passant par Berchem Sainte-Agathe, Molenbeek et Hélicopter. Le poste Berchem 36kV sera mis hors service et la charge sera déplacée vers le 150kV. De nouveaux postes 150kV seront construits à Molenbeek et Hélicopter.

Un poste 150kV sera également construit à Pachéco et une liaison sera placée entre les postes Pachéco et Hélicopter. Cette deuxième liaison vers Pachéco permettra d'alimenter en principal et en secours la charge depuis le réseau 150kV. De plus, cette liaison augmentera la fiabilité du réseau 150kV en permettant d'obtenir un ultime secours entre les poches alimentées depuis Verbrande Brug et Bruegel.

Les transformateurs 150/36kV de Dilbeek et Relegem, très éloignés du centre-ville de Bruxelles, seront mis hors service, ainsi qu'un des injecteurs du poste Molenbeek. En compensation, deux nouveaux injecteurs seront avantageusement placés dans les postes Hélicopter et Schaerbeek. Afin de diversifier les sources d'alimentation 150/36kV, l'injecteur de Quai Demets ne sera plus raccordé au poste Molenbeek (alimenté depuis Bruegel 380/150kV), mais au poste Midi, qui est alimenté depuis Drogenbos 380/150kV.

Cette recentralisation des transformateurs 150/36kV nécessite la révision en profondeur de la structure du réseau 36kV sous-jacent. La simplification du réseau 36kV se manifeste principalement dans l'actuelle poche Dilbeek-Molenbeek-Quai Demets dans laquelle les postes et liaisons 36kV seront abandonnés à Berchem et dans laquelle le poste 36kV de Pachéco sera supprimé.

Ces différents investissements permettront la restructuration des poches 36kV existantes, leur nombre passera de quatre à trois. Cette restructuration permettra également de ne plus avoir de poches à deux transformateurs 150/36kV (Relegem-Schaerbeek et Molenbeek-Hélicopter), ce qui évitera de devoir renouveler les deux liaisons d'inter-appui entre les postes Molenbeek et Schaerbeek.

Cette simplification du réseau 36kV est particulièrement perceptible au niveau de la longueur totale des câbles 36kV qui passera, à terme, de 220 à 110 km. Cette diminution se fera au prix d'une légère augmentation des câbles 150kV nécessaires, à savoir 27 km au lieu de 22.

Cette transformation en profondeur de la structure des réseaux 150kV et 36kV bruxellois nécessite un phasage spécifique de manière à maintenir en permanence la sécurité d'alimentation de la zone.

L'ensemble des projets nécessaires à cette restructuration peut être regroupé en trois blocs :

- première phase: mise en place de la nouvelle structure 150kV. Dans un premier temps, les quatre poches 36kV sont maintenues en service ;
- deuxième phase: adaptations de la structure 36kV nécessaires au passage de quatre à trois poches dans la zone étudiée ;
- la troisième phase regroupe l'ensemble des remplacements/renforcements dont le timing n'est pas lié au maintien de la sécurité d'approvisionnement pendant la restructuration. Ces projets peuvent être réalisés de manière relativement indépendante du reste, lorsque le besoin s'en fait sentir.

6.12.3. Remplacement de la liaison Dhanis – Ixelles 150kV

Lorsque le câble Woluwé – Ixelles sera mis hors service (voir 6.12.1.), le tronçon récemment rénové entre le poste Ixelles et le boulevard du Triomphe sera utilisé dans le cadre du remplacement de la liaison 150kV entre Dhanis et Ixelles.

6.12.4. Rénovation du poste Ixelles 150kV

Suite à la restructuration du réseau 150kV de Bruxelles, plusieurs travées 150kV de type GIS (Gas Insulated Switchgear) se libéreront à Ixelles. Pour des raisons de sécurité des personnes, il était prévu d'intégrer les travées AIS (Air Insulated Switchgear) dans le poste blindé actuel.

Début 2013, un incident s'est produit dans le poste blindé, entraînant la détérioration de la travée de couplage. Après une étude approfondie des causes de l'incident et des éventuels risques liés au maintien de ce poste blindé jusqu'à sa fin de vie théorique (+/- 2030), son remplacement anticipé a été décidé.

L'envergure du projet change donc sensiblement et les travaux comprendront la construction d'un nouveau poste GIS 150kV qui regroupera toutes les travées existantes.

Dans une deuxième phase, les transformateurs 150/36kV de 70 et 75MVA seront remplacés au profit de nouveaux injecteurs 150/36kV de 125MVA.

6.12.5 Projets de remplacement indépendants

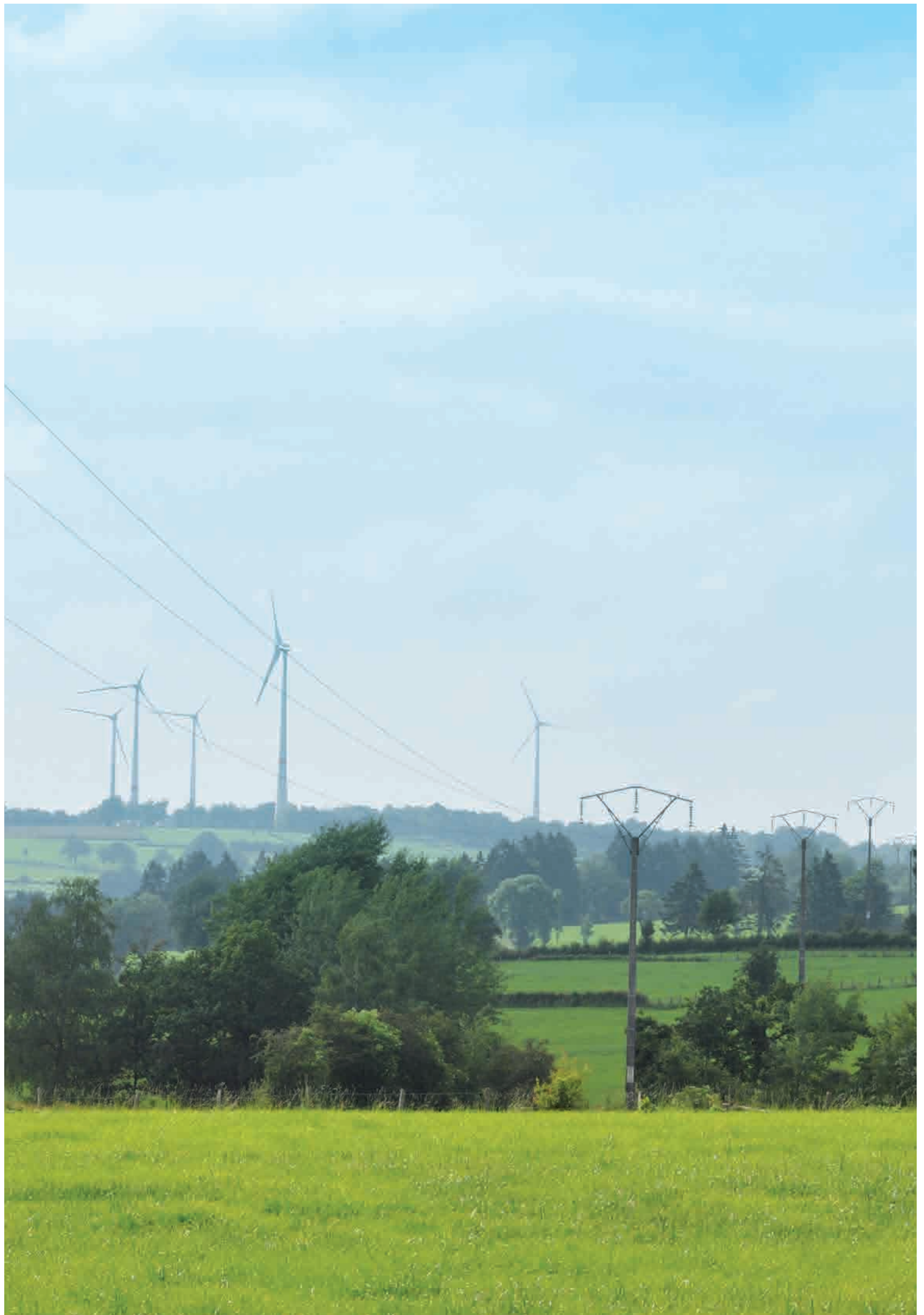
La période 2015-2025 comporte également des projets de remplacement indépendants de changements de structure, à savoir :

- le remplacement de la basse tension du poste Forest 150 kV ;
- le remplacement de la basse tension du poste Midi 150 kV ;
- le remplacement d'un injecteur 150/36 kV au poste Dhanis.

6.12.6. Aperçu des projets



Figure 6.11 : Aperçu des projets de la Région de Bruxelles-Capitale (Légende voir p. 180)





Annexe 1 : Tableaux récapitulatifs et légendes des cartes

- 7.1 | Tableau récapitulatif des projets pour le développement des liaisons transfrontalières et de l'épine dorsale 380 kV du réseau interne
- 7.2 | Tableau récapitulatif des projets pour le développement des réseaux 220-150-110 kV
- 7.3 | Tableau récapitulatif de l'état d'avancement des projets
- 7.4 | Légendes des cartes

Les tableaux suivants donnent un aperçu exhaustif de tous les projets qui s'inscrivent dans le présent Plan de Développement fédéral.

Le premier tableau donne un aperçu de tous les projets liés au développement des interconnexions et de l'épine dorsale du réseau interne. Ces projets sont regroupés de manière identique à leur regroupement au chapitre 5 et ensuite classés par ordre alphabétique en fonction de leur localisation. Pour chaque projet, le type, le niveau de tension, une description sommaire des travaux, le statut du pro-

jet, la mise en service prévue et les motivations sont présentés. Le statut d'un projet doit être interprété de manière chronologique tel que représenté dans la figure ci-dessous.

Le deuxième tableau donne un aperçu de tous les projets liés au développement des réseaux 220, 150 et 110kV. Les projets sont regroupés par province et ensuite classés alphabétiquement selon leur localisation⁹⁵. Lorsqu'il s'agit d'une liaison, la province est déterminée selon le premier poste cité dans la



Figure 7.1 : Succession des différents statuts d'un projet

7.1. Tableau récapitulatif des projets pour le développement des liaisons transfrontalières et de l'épine dorsale 380 kV du réseau interne

ID	ID TYNDP-2014	Référence	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]
1	/	Frontière nord	Zandvliet	Poste	380kV
2	24-609	Frontière nord	Doel	Poste	380/150kV
3	24-609	Frontière nord	Doel - Zandvliet	Ligne	380kV
4	24-609	Frontière nord	Kallo - Ketenisse - Lillo	Câble	150kV
5	24-609	Frontière nord	Ketenisse	Poste	150kV
6	24-609	Frontière nord	Zandvliet	Poste	380kV
7	24-445	Frontière nord	Ketenisse - Doel	Câble	150kV
8	24-445	Frontière nord	Liefkenshoek - Lillo - Zandvliet	Ligne	380kV
9	24-605	Frontière nord	Lillo	Poste	380/150kV
10	24-445	Frontière nord	Lillo - Zandvliet	Câble	150kV
11	24-445	Frontière nord	Lillo - Merksem	Câble	150kV
12	24-445	Frontière nord	Mercator	Poste	380kV
13	24-604	Frontière nord	Beveren-Waas	Poste	150kV
14	24-604	Frontière nord	Kallo - FINF (Beveren)	Câble	150kV

description géographique. Pour chaque projet, la province, la localisation, le type de projet, le niveau de tension, une description sommaire, le statut, la mise en service prévue et les motivations sont présentés. Pour des projets qui prévoient des remplacements, le type de remplacements prévus est également mentionné.

Les plannings des projets pour les niveaux de tension 220-150-110kV (chapitre 6) avec une mise en service prévue dans la période 2020-2025 sont indicatifs. Ils seront réévalués dans les prochains plans de développement à mesure que les hypothèses sous-jacentes se précisent.

Le troisième tableau récapitulatif donne un état d'avancement des projets déjà mentionnés dans le Plan de Développement fédéral 2010-2020. Ces projets sont classés alphabétiquement selon leur situation géographique. Le tableau donne ensuite pour chaque projet, le type, le niveau de tension, une description sommaire, la date de mise en service du plan précédent et du plan actuel, le statut du projet et une explication d'une éventuelle modification de la mise en service prévue.

95 Pour certains projets, la province de la localisation concernée peut différer de la section dans laquelle ils sont décrits au chapitre 6, et ce, en raison du fait que les projets au chapitre 6 sont groupés selon une fonctionnelle de réseau plutôt qu'un groupement selon la situation provinciale.

Description	Statut du projet	Date de mise en service prévue	Moteur d'investissement				
			Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement
Installation d'un transformateur-déphaseur (en série)	Réalisation	2015	✓				
Nouveau transformateur 150MVA et remplacements haute et basse tension	Réalisation	2016	✓				
Upgrade liaison 150kV existante en nouvelle liaison 380kV	Réalisation	2016	✓				
Nouveau câble	Réalisation	2016	✓		✓	✓	
Extension d'un poste et renforcement de la transformation (125MVA à la place de 65MVA)	Développement	2016	✓	✓	✓	✓	
Installation d'un transformateur-déphaseur (en parallèle)	Réalisation	2016	✓				
Mise en souterrain d'une partie de la ligne	Développement	2020	✓				
Nouvelle ligne avec deux ternes	Développement	2020	✓		✓	✓	
Nouveau transformateur 555MVA dans un nouveau poste	Développement	2019	✓		✓	✓	
Mise en souterrain de la ligne	Développement	2020	✓		✓	✓	
Mise en souterrain d'une partie de la ligne	Développement	2020	✓				
Ajout couplage longitudinal dans poste existant	Développement	2020	✓				
Reconfiguration du poste : mise en antenne sur Mercator et Kallo	Étude	2023	✓				
Mise en souterrain de la ligne	Étude	2023	✓				

ID	ID TYNDP-2014	Référence	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]
15	24-604	Frontière nord	Liefkenshoek - Mercator	Ligne	380kV
16	/	Frontière nord	Zandvliet - Rilland / Van Eyck - Maasbracht (étude)	Étude	380kV
17	/	Frontière sud	Aubange - Moulaine (étude)	Ligne	220kV
18	23-60	Frontière sud	Avelin - Avelgem - Horta	Ligne	380kV
19	74-443	Interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni : NEMO	Gezelle (Brugge) - Richborough (RU)	Poste	380kV
20	92-146	Interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne : ALEGrO	Lixhe - Oberzier (A)	Poste	380kV
21	40-446	Liaison entre la Belgique et le Luxembourg	Aubange	Poste	220kV
22	40-650	Liaison entre la Belgique et le Luxembourg	Aubange - Bascharage (LU)	Câble	220kV
23	92-1045	Gramme (Huy) - Van Eyck (Kinrooi)	André Dumont (Genk)	Poste	380/150kV
24	/	Gramme (Huy) - Van Eyck (Kinrooi)	Dilsen-Stokkem	Poste	380kV
25	24-606	Gramme (Huy) - Van Eyck (Kinrooi)	Van Eyck - Zutendaal	Ligne	380kV
26	24-607	Gramme (Huy) - Van Eyck (Kinrooi)	Van Eyck (Kinrooi)	Poste	380kV
27	/	Gramme (Huy) - Van Eyck (Kinrooi)	Van Eyck (Kinrooi)	Poste	380kV
28	92-1045	Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)	Lixhe	Poste	380/220kV
29	92-1045	Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)	Lixhe	Poste	380/150kV
30	92-1045	Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)	Lixhe - Herderen	Ligne	380kV
31	/	Meerhout 380	Meerhout	Poste	380kV
32	24-1050	Massenhoven – Van Eyck – Gramme : upgrade potentiel	Gramme - Van Eyck (Kinrooi)	Ligne	380kV
33	24-1050	Massenhoven – Van Eyck – Gramme : upgrade potentiel	Massenhoven	Poste	380kV
34	24-1050	Massenhoven – Van Eyck – Gramme : upgrade potentiel	Massenhoven - Meerhout	Ligne	380kV
35	24-1050	Massenhoven – Van Eyck – Gramme : upgrade potentiel	Meerhout - Van Eyck	Ligne	380kV
36	/	Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)	Baekeland (Oostakker)	Poste	380kV
37	24-608	Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)	Horta - Mercator	Ligne	380kV
38	/	Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)	Horta (Zomergem)	Poste	380kV

Description	Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement
			Moteur d'investissement				
Upgrade liaison 150kV existante en nouvelle liaison 380 kV	Étude	2023	✓		✓	✓	
Upgrade ligne(s) en conducteurs HTLS et nouveau(x) PST(s)	Étude	Étude	✓				
Installation d'un transformateur-déphaseur / mise au niveau de tension 380kV de la liaison	Étude	Étude					
Upgrade ligne en conducteurs HTLS	Développement	2022	✓				
Nouvelle liaison internationale en courant continu	Réalisation	2019	✓				
Nouvelle liaison internationale en courant continu	Développement	2020	✓				
Travée pour une interconnexion avec le Luxembourg : installation d'un transformateur-déphaseur à Schiffflange	Réalisation	2015	✓				
Liaison supplémentaire avec le Luxembourg : 2 câbles et éventuellement transformateurs-déphaseurs	Étude	2022	✓				
Nouveau transformateur 555MVA sur un nouveau site, avec réalisation d'une liaison 150kV sur (partiellement) une rangée de pylônes existants d'André Dumont vers Langerlo	Réalisation	2015	✓			✓	
Nouveau poste pour raccordement unités de production centralisées	Développement	± 3 ans après décision			✓		
Installation deuxième terre avec conducteurs HTLS	Réalisation	2015	✓		✓		
Nouveau poste sur site existant	Réalisation	2015	✓		✓		
Nouvelle travée de raccordement pour production centralisée dans poste existant	Développement	± 2 ans après décision			✓		
Deux nouveaux transformateurs 300MVA dans un nouveau poste	Réalisation	2017	✓		✓	✓	
Nouveau transformateur 555MVA dans un poste existant (à l'arrivée d'ALEGrO), y compris un couplage dans le poste 150 kV	Développement	2020	✓				
Installation deuxième terre avec conducteurs HTLS	Développement	2017	✓		✓	✓	
Extension du poste avec deux jeux de barres et un couplage	Étude	2017	✓			✓	
Upgrade conducteurs classiques liaison existante en conducteurs HTLS	Étude	2020-2025	✓		✓		
Extension poste avec couplage	Étude	2020-2025	✓		✓		
Upgrade ligne 150kV entre Massenhoven et Heze pour permettre l'exploitation à une tension supérieure, combiné à l'installation d'un 2 ^e terre 380kV entre Heze et Meerhout	Étude	2020-2025	✓		✓		
Installation deuxième terre	Étude	2020-2025	✓		✓		
Nouveau poste	Développement	2,5 à 3 ans après décision			✓		
Upgrade ligne en conducteurs HTLS	Développement	2019	✓		✓		
Nouveau poste	Réalisé	2015	✓	✓			

ID	ID TYNDP-2014	Référence	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]
39	/	Raccordement potentiel d'unités de production à Courcelles	Courcelles	Poste	380kV
40	/	Évolution de la capacité d'importation simultanée	Chièvres	Poste	150kV
41	/	Évolution de la capacité d'importation simultanée	La Croyère	Poste	150kV
42	/	Évolution de la capacité d'importation simultanée	Aubange	Poste	220kV
43	/	Évolution de la capacité d'importation simultanée	Avernas	Poste	150kV
44	/	Évolution de la capacité d'importation simultanée	Baekeland	Poste	380/150kV
45	/	Évolution de la capacité d'importation simultanée	Baekeland - Rodenhuize	Câble	150kV
46	/	Évolution de la capacité d'importation simultanée	Bruegel	Poste	380/150/36kV
47	/	Évolution de la capacité d'importation simultanée	Brugge Waggelwater	Poste	150kV
48	/	Évolution de la capacité d'importation simultanée	Courcelles	Poste	380/150kV
49	/	Évolution de la capacité d'importation simultanée	Courcelles-Gouy	Câble	150kV
50	75-444	Intégration de l'éolien offshore : projet Stevin	Brugge - Eeklo Noord	Câble	150kV
51	75-444	Intégration de l'éolien offshore : projet Stevin	Brugge - Eeklo Noord	Câble	150kV
52	75-444	Intégration de l'éolien offshore : projet Stevin	Brugge - Eeklo Pokmoer	Ligne	150kV
53	75-444	Intégration de l'éolien offshore : projet Stevin	Horta - Stevin	Ligne/Câble	380kV
54	75-444	Intégration de l'éolien offshore : projet Stevin	Stevin	Poste	380/150kV
55	75-444	Intégration de l'éolien offshore : projet Stevin	Stevin	Poste	380/220kV
56	75-444	Intégration de l'éolien offshore : projet Stevin	Stevin - Zeebrugge	Câble	150kV
57	120-993 & 120-1053	Poursuite du développement de l'énergie offshore : un deuxième corridor offshore-onshore	Offshore - Onshore	Câble	Étude
58	225-1107	Interconnexions additionnelles	Belgique - Allemagne	Câble	Étude
59	173-1008	Interconnexions additionnelles	Belgique - France	Ligne/Câble	Étude
60	121-934	Interconnexions additionnelles	Belgique - Royaume-Uni	Câble	Étude

Description	Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement
			Moteur d'investissement				
Nouvelle travée de raccordement pour production centralisée dans poste existant	Développement	1,5 à 2 ans après décision			✓		
Installation batterie de condensateurs 75 Mvar	Développement	2016	✓				
Installation batterie de condensateurs 75 Mvar	Développement	2016	✓				
Nouveau shunt reactor 75 Mvar	Développement	2016	✓				
Nouveau shunt reactor 75 Mvar	Développement	2016	✓				
Nouveau transformateur 555 MVA sur nouveau site	Étude	2018	✓				
Deux nouveaux câbles pour l'intégration d'un transformateur	Étude	2018	✓				
Nouveau shunt reactor 75 Mvar (sur enroulement tertiaire 36 kV)	Développement	2016	✓				
Nouveau shunt reactor 75 Mvar	Réalisation	2015	✓				
Nouveau transformateur 555 MVA dans un poste existant	Développement	2018	✓			✓	
Deux nouveaux câbles pour l'intégration d'un transformateur	Développement	2018	✓			✓	
Démantèlement ligne	Développement	2018	✓	✓		✓	
Nouveau câble	Développement	2018	✓	✓		✓	
Démantèlement ligne	Développement	2019	✓	✓		✓	
Nouvelle liaison	Réalisation	2017	✓	✓		✓	
Deux nouveaux transformateurs 555 MVA dans un nouveau poste 380 kV	Réalisation	2017	✓	✓		✓	
Quatre nouveaux transformateurs 600 MVA dans un nouveau poste 220 kV	Réalisation	2017	✓	✓		✓	
Nouvelles liaisons	Réalisation	2017	✓	✓		✓	
Deuxième « corridor offshore-onshore »	Étude	2025	✓	✓			
Nouvelle interconnexion avec l'Allemagne	Étude	2025	✓				
Nouvelle interconnexion ou renforcement interconnexions existantes avec la France	Étude	2025	✓				
Nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni	Étude	2025	✓				

7.2. Tableau récapitulatif des projets pour le développement des réseaux 220-150-110 kV

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
61	Anvers	Amoco (Geel)	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
62	Anvers	Balen	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
63	Anvers	Beerse	Poste	150/15kV	Nouveau poste
64	Anvers	Beerse - Rijkvorsel	Câble	150kV	Nouveau câble
65	Anvers	Beerse - Turnhout - Mol	Ligne	150kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
66	Anvers	Burcht	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
67	Anvers	Damplein	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur dans poste existant
68	Anvers	Ekeren	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
69	Anvers	Heist-op-den-berg	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
70	Anvers	Heze	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur 50MVA dans un nouveau poste
71	Anvers	Hoogstraten	Poste	150kV	Nouveau poste
72	Anvers	Hoogstraten - Rijkvorsel	Câble	150kV	Nouveau câble
73	Anvers	Lier	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur 50MVA
74	Anvers	Lillo	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
75	Anvers	Lint	Poste	150kV	Remplacements haute tension
76	Anvers	Lint	Poste	380kV	Remplacements haute tension et basse tension
77	Anvers	Lint - Mortsels	Ligne	150kV	Upgrade conducteurs
78	Anvers	Lint - Schelle	Ligne	150kV	Upgrade conducteurs
79	Anvers	Massenhoven	Poste	380kV	Remplacements haute tension et basse tension
80	Anvers	Massenhoven - Poederlee	Ligne	150kV	Retrofit ligne existante
81	Anvers	Meerhout	Poste	150kV	Remplacements basse tension
82	Anvers	Merksem	Poste	150/15kV	Deux nouveaux transformateurs 50MVA
83	Anvers	Merksem	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Remplacements			Référence
							Haute tension	Basse tension	Transformateur	
Moteur d'investissement										
Étude	2020-2025					✓	✓	✓		6.2.4.
Étude	2019					✓	✓	✓		6.2.4.
Étude	2020-2025				✓	✓				6.2.1.
Étude	2018				✓	✓				6.2.1.
Étude	2020-2025				✓	✓				6.2.1.
Étude	2019					✓	✓	✓		6.2.4.
Étude	En fonction de l'évolution de la charge				✓					6.2.2.
Étude	2019					✓	✓	✓		6.2.4.
Étude	2019					✓	✓	✓		6.2.4.
Réalisation	2016				✓					6.2.5.
Réalisation	2015		✓							6.2.1.
Étude	En fonction du développement de la production décentralisée		✓							6.2.1.
Réalisation	2015		✓							6.2.3.
Étude	2019					✓	✓	✓		6.2.4.
Réalisation	2015					✓	✓			6.2.4.
Étude	Après 2025					✓	✓	✓		6.2.4.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.2.4.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.2.4.
Réalisation	2015					✓	✓	✓		6.2.4.
Étude	2018				✓	✓			✓	6.2.4.
Réalisation	2015					✓		✓		6.2.4.
Développement	2017					✓			✓	6.2.2.
Développement	2020-2025					✓	✓	✓		6.2.4.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
84	Anvers	Merksem - Mortsel	Ligne	150 kV	Upgrade conducteurs
85	Anvers	Mol	Poste	150 kV	Remplacements haute tension et basse tension
86	Anvers	Mol - Poederlee	Ligne	150 kV	Remplacement ligne existante
87	Anvers	Mortsel	Poste	150 kV	Remplacements haute tension et basse tension
88	Anvers	Mortsel - Zurenborg	Câble	150 kV	Remplacement câble
89	Anvers	Petrol (Antwerpen Zuid)	Poste	150/15 kV	Nouveau transformateur 50 MVA
90	Anvers	Petrol (Antwerpen Zuid) - Zurenborg	Câble	150 kV	Remplacement câble
91	Anvers	Rijkevorsel	Poste	150 kV	Nouveau poste
92	Anvers	Scheldelaan	Poste	150 kV	Remplacements haute tension
93	Anvers	Schelle	Poste	150 kV	Remplacements haute tension et basse tension
94	Anvers	Schelle Dorp	Poste	150/70 kV	Utilisation du transformateur 150/70 kV en provenance de Zurenborg en repiquage sur la ligne existante
95	Anvers	Sidal (Duffel)	Poste	150 kV	Remplacements haute tension et basse tension
96	Anvers	Turnhout	Poste	150/70 kV	Nouveau transformateur 145 MVA dans un poste existant
97	Anvers	Zandvliet	Poste	150 kV	Remplacements haute tension et basse tension
98	Anvers	Zurenborg	Poste	150/70 kV	Nouveau transformateur 50 MVA
99	Anvers	Zwijndrecht	Poste	150 kV	Remplacements haute tension et basse tension
100	Région de Bruxelles-Capitale	Charles-Quint	Poste	150/11 kV	Nouveau transformateur 50 MVA dans un nouveau poste
101	Région de Bruxelles-Capitale	Charles-Quint - Pachéco	Câble	150 kV	Nouveau câble
102	Région de Bruxelles-Capitale	Charles-Quint - Schaerbeek	Câble	150 kV	Nouveau câble
103	Région de Bruxelles-Capitale	Charles-Quint - Woluwe-Saint-Lambert	Câble	150 kV	Nouveau câble
104	Région de Bruxelles-Capitale	Dhanis	Poste	150/36 kV	Remplacement transformateur
105	Région de Bruxelles-Capitale	Dhanis - Ixelles	Câble	150 kV	Remplacement câble
106	Région de Bruxelles-Capitale	Forest	Poste	150 kV	Remplacements basse tension
107	Région de Bruxelles-Capitale	Héliport	Poste	150/36 kV	Extension poste et nouveau transformateur 125 MVA

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Remplacements			Référence
							Haute tension	Basse tension	Transformateur	
Étude	2020-2025					✓			✓	6.2.4.
Réalisation	2015					✓	✓	✓		6.2.4.
Étude	2020-2025				✓	✓			✓	6.2.4.
Étude	2019					✓	✓	✓		6.2.4.
Développement	2019					✓			✓	6.2.4.
Reporté	En fonction de l'évolution de la charge				✓					6.2.2.
Développement	2018					✓			✓	6.2.4.
Étude	2018				✓	✓				6.2.1.
Étude	2019					✓	✓			6.2.4.
Réalisation	2017					✓	✓	✓		6.2.4.
Réalisé	2015					✓				6.2.2.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓		6.2.4.
Étude	2020-2025				✓	✓				6.2.1.
Développement	2017					✓	✓	✓		6.2.4.
Développement	2018					✓	✓	✓	✓	6.2.2.
Étude	2019					✓	✓	✓		6.2.4.
Réalisation	2016				✓					6.12.1.
Développement	2016				✓	✓				6.12.1.
Réalisation	2016				✓	✓			✓	6.12.1.
Réalisation	2016				✓	✓			✓	6.12.1.
Étude	2020-2025					✓		✓		6.12.5.
Réalisation	2016				✓	✓			✓	6.12.3.
Étude	2020-2025					✓	✓			6.12.5.
Étude	2019				✓					6.12.1.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
108	Région de Bruxelles-Capitale	Héliport - Molenbeek	Câble	150kV	Nouveau câble
109	Région de Bruxelles-Capitale	Héliport - Pachéco	Câble	150kV	Nouveau câble
110	Région de Bruxelles-Capitale	Ixelles	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
111	Région de Bruxelles-Capitale	Ixelles	Poste	150/36 kV	Remplacement transformateurs par nouveaux transformateurs 125MVA
112	Région de Bruxelles-Capitale	Midi	Poste	150kV	Remplacements basse tension
113	Région de Bruxelles-Capitale	Molenbeek	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
114	Région de Bruxelles-Capitale	Molenbeek	Poste	150/11 kV	Nouveau transformateur 50MVA
115	Région de Bruxelles-Capitale	Pachéco	Poste	150/11 kV	Nouveau transformateur 50MVA
116	Région de Bruxelles-Capitale	Quai Demets	Poste	150/36 kV	Remplacement transformateur
117	Région de Bruxelles-Capitale	Schaerbeek	Poste	150/36 kV	Remplacement transformateur 125MVA
118	Région de Bruxelles-Capitale	Schaerbeek	Poste	150/36 kV	Nouveau transformateur 125MVA
119	Région de Bruxelles-Capitale	Berchem-Sainte-Agathe	Poste	150kV	Nouveau poste
120	Hainaut	Air-Liquide	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
121	Hainaut	Amercoeur	Poste	150kV	Remplacements (haute tension, basse tension) et travaux liés à la sécurité
122	Hainaut	Antoing	Poste	150/15kV	Deux nouveaux transformateurs 50MVA
123	Hainaut	Antoing - Gaurain	Ligne	150kV	Remplacements pylônes
124	Hainaut	Bascoup	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA et remplacements basse tension
125	Hainaut	Bascoup - Ville-sur-Haine	Ligne	150kV	Upgrade deuxième terre pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
126	Hainaut	Bas-Warneton	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur 50MVA en antenne sur site existant
127	Hainaut	Bas-Warneton	Poste	150/15kV	Deux nouveaux transformateurs 50MVA dans un nouveau poste
128	Hainaut	Bas-Warneton - Ieper	Câble	150kV	Nouveau câble
129	Hainaut	Bas-Warneton - Ieper	Câble	150kV	Deuxième nouveau câble
130	Hainaut	Baudour	Poste	150kV	Remplacements basse tension
131	Hainaut	Baudour - Chièvres	Ligne	150kV	Installation modules Ampacimon sur plusieurs lignes

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Remplacements			Référence
							Haute tension	Basse tension	Transformateur	
Étude	2019				✓	✓			✓	6.12.2.
Étude	Après 2025				✓					6.12.2.
Développement	2017					✓	✓	✓		6.12.4.
Étude	2020-2025				✓	✓		✓		6.12.4.
Étude	2020-2025					✓	✓			6.12.5.
Étude	2018					✓	✓	✓		6.12.2.
Étude	2020-2025					✓				6.12.2.
Développement	2017				✓	✓	✓	✓		6.12.1.
Étude	2020-2025				✓	✓		✓	✓	6.12.2.
Étude	2020-2025					✓		✓		6.12.2.
Étude	2020-2025				✓					6.12.2.
Étude	2019				✓	✓	✓	✓		6.12.2.
Réalisation	2017					✓	✓	✓		6.4.9.
Développement	2016					✓	✓	✓		6.4.9.
Réalisation	2016				✓	✓				6.4.7.
Développement	2017					✓			✓	6.4.9.
Réalisation	2016					✓	✓			6.4.1.
Étude	2018				✓					6.4.1.
Développement	2017				✓	✓				6.11.6.
Développement	2020-2025				✓	✓				6.11.6.
Développement	2016				✓	✓			✓	6.11.6.
Étude	Après 2025				✓	✓			✓	6.11.6.
Étude	2020-2025					✓	✓			6.4.9.
Réalisé	2015				✓					6.4.8.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
132	Hainaut	Binche - Trivière	Câble	150kV	Nouveau câble
133	Hainaut	Binche - Trivières	Ligne	150kV	Remplacement ligne
134	Hainaut	Charleroi	Poste	150/10kV	Deux nouveaux transformateurs 40MVA et remplacements haute et basse tension
135	Hainaut	Charleroi - Monceau	Ligne	150kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
136	Hainaut	Chièvres	Poste	150kV	Remplacements basse tension
137	Hainaut	Chièvres	Poste	150kV	Nouveau transformateur-déphaseur
138	Hainaut	Ciply	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA dans un poste existant
139	Hainaut	Courcelles	Poste	380kV	Remplacements haute tension et basse tension
140	Hainaut	Dampremy	Poste	150/30kV	Abandon 30kV et transformation 150/30kV dans ce poste
141	Hainaut	Farciennes	Poste	150/10kV	Deux nouveaux transformateurs 50MVA et remplacements haute et basse tension
142	Hainaut	Fleurus	Poste	150kV	Remplacements basse tension
143	Hainaut	Fontaine-l'Évêque	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA
144	Hainaut	Gaurain - Ruien	Ligne	150kV	Retrofit liaison existante
145	Hainaut	Ghlin	Poste	150/30kV	Remplacement transformateur par nouveau transformateur 110MVA
146	Hainaut	Gilly	Poste	150kV	Nouveau poste
147	Hainaut	Gilly	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA
148	Hainaut	Gilly - Gouy	Ligne	150kV	Nouvelle ligne
149	Hainaut	Gilly - Montignies	Câble	150kV	Nouveau câble
150	Hainaut	Gouy	Poste	150/70kV	Nouveau transformateur 90MVA et remplacements haute et basse tension
151	Hainaut	Gouy	Poste	150kV	Remplacements haute tension
152	Hainaut	Gouy - Ville-sur-Haine	Câble	150kV	Nouveau câble
153	Hainaut	Harchies - Quevaucamps	Ligne	150kV	Remplacement ligne
154	Hainaut	Harmignies	Poste	150/10kV	Nouveaux transformateurs 40MVA dans un nouveau poste
155	Hainaut	Harmignies - Ciply - Pâturages	Ligne/Câble	150kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Moteur d'investissement					Remplacements				Référence
		Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Haute tension	Basse tension	Transformateur	Liaison	
Étude	2020-2025					✓				✓	6.4.9.
Étude	2020-2025					✓				✓	6.4.9.
Développement	2019					✓	✓	✓			6.4.5.
Développement	2018					✓				✓	6.4.5.
Développement	2018					✓		✓			6.4.9.
Étude	2019	✓			✓		✓		✓		6.4.12.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓	✓		6.4.6.
Développement	2018					✓	✓	✓			6.4.9.
Étude	2019					✓					6.4.3.
Réalisation	2017					✓		✓	✓		6.4.4.
Étude	2020-2025					✓		✓			6.4.9.
Réalisation	2016					✓	✓	✓	✓		6.4.1.
Développement	2019					✓				✓	6.11.7.
Réalisation	2016				✓	✓			✓		6.4.7.
Étude	Après 2025					✓					6.4.4.
Réalisation	2017					✓			✓		6.4.4.
Étude	2020-2025					✓				✓	6.4.4.
Développement	2016					✓					6.4.4.
Réalisation	2016					✓	✓	✓	✓		6.4.9.
Étude	2020-2025					✓		✓			6.4.9.
Développement	2018				✓						6.4.11.
Développement	2020-2025					✓				✓	6.4.9.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓	✓		6.4.6.
Développement	2017		✓			✓				✓	6.4.6.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
156	Hainaut	Harmignies - Ville-sur-Haine	Ligne	150kV	Exploitation 2 ^e terne de la ligne existante en 150kV
157	Hainaut	Jemappes	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
158	Hainaut	Jumet	Poste	150/10kV	Deux nouveaux transformateurs 40MVA dans un poste existant
159	Hainaut	La Croyère	Poste	150/10kV	Trois nouveaux transformateurs 50MVA dans un nouveau poste
160	Hainaut	Marche-lez-Écaussinnes	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
161	Hainaut	Marquain	Poste	150kV	Remplacements haute tension, basse tension et transformateur
353	Hainaut	Marquain	Poste	150/15kV	Remplacement transformateur
162	Hainaut	Mouscron	Poste	150kV	Abandon 70kV et extension/remplacements 150kV poste
163	Hainaut	Mouscron - Wevelgem	Ligne	150kV	Remplacements conducteurs
164	Hainaut	Monceau	Poste	150kV	Remplacements haute tension
165	Hainaut	Monceau	Poste	150kV	Extension poste
166	Hainaut	Monceau	Poste	150kV	Remplacement du transformateur-déphaseur
167	Hainaut	Monceau - Fontaine-l'Évêque - Beaufort	Ligne	150kV	Déjumelage d'une ligne existante
168	Hainaut	Montignies	Poste	150/10kV	Remplacement transformateurs par deux nouveaux transformateurs 40MVA
169	Hainaut	Montignies	Poste	150kV	Extension poste
170	Hainaut	Obourg	Poste	150/6kV	Restructuration poste et installation nouveaux transformateurs
171	Hainaut	Pâturages	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA dans un poste existant et remplacements haute et basse tension
172	Hainaut	Tergnée	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
173	Hainaut	Tergnée	Poste	150/70kV	Nouveau transformateur 90MVA
174	Hainaut	Tertre	Poste	150/30kV	Remplacement d'un transformateur 60MVA par un nouveau transformateur 110MVA
175	Hainaut	Thuillies	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA en repiquage sur une ligne existante
176	Hainaut	Trivières	Poste	150kV	Remplacements basse tension
177	Hainaut	Ville-sur-Haine	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA et remplacements haute et basse tension
178	Hainaut	Ville-sur-Haine	Poste	150/70kV	Nouveau transformateur 90MVA et remplacements haute et basse tension
179	Hainaut	Ville-sur-Haine	Poste	150kV	Nouveau shunt reactor 75MVar

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Remplacements			Référence
							Haute tension	Basse tension	Transformateur	
Moteur d'investissement										
Étude	2020-2025					✓				6.4.6.
Développement	2020-2025					✓	✓	✓		6.4.9.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.4.4.
Réalisation	2016				✓					6.4.1.
Développement	2019					✓	✓	✓		6.4.9.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓	✓	6.4.9.
Étude	2019					✓			✓	6.4.9.
Étude	2019					✓	✓	✓		6.11.5.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.11.7.
Étude	Après 2025					✓	✓			6.4.9.
Développement	2018					✓	✓	✓		6.4.5.
Étude	2018					✓		✓	✓	6.4.10.
Réalisation	2016					✓				6.4.1.
Réalisation	2015					✓	✓	✓	✓	6.4.7.
Développement	2016					✓	✓	✓		6.4.4.
Développement	2017					✓	✓	✓	✓	6.4.2.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.4.6.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓		6.4.9.
Réalisation	2016					✓				6.4.4.
Réalisation	2016					✓	✓	✓	✓	6.4.7.
Étude	2020-2025				✓					6.4.7.
Étude	2020-2025					✓		✓		6.4.9.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓	✓	6.4.2.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓	✓	6.4.2.
Développement	2018					✓	✓			6.4.11.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
180	Limbourg	Beringen	Poste	150/10kV	Remplacements haute tension, basse tension et transformateur
181	Limbourg	Brustem	Poste	150kV	Remplacements basse tension
182	Limbourg	Eisden	Poste	150/70kV	Remplacements haute tension, basse tension et transformateur
183	Limbourg	Eisden	Poste	150/10kV	Remplacement transformateur
184	Limbourg	Godsheide	Poste	150kV	Remplacements basse tension
185	Limbourg	Hercules (Beringen)	Poste	150kV	Remplacements basse tension
186	Limbourg	Herderen (Riemst)	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
187	Limbourg	Lanaken	Poste	150kV	Remplacements basse tension
188	Limbourg	Langerlo	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
189	Limbourg	Langerlo	Poste	150/70kV	Remplacement transformateur
190	Limbourg	Lommel	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
191	Limbourg	Overpelt	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
192	Limbourg	Stalen	Poste	150/70kV	Remplacements haute tension, basse tension et transformateur
193	Limbourg	Tessenderlo Industriepark	Poste	150/70kV	Nouveau transformateur 150/70kV dans poste existant (avec nouvelle liaison 150kV depuis le poste Hercules)
194	Liège	Amel	Poste	110/15kV	Nouveau transformateur dans poste existant
195	Liège	Amel - Saint-Vith	Ligne	110kV	Remplacement ligne à 1 terna par ligne à deux ternes
196	Liège	Ans	Poste	150/70/15kV	Deux transformateurs 50MVA et 1 transformateur 145MVA (récupéré de Bressoux) dans un nouveau poste
197	Liège	Ans	Poste	150/70kV	Nouveau transformateur 145MVA
198	Liège	Awirs	Poste	150/70kV	Nouveau transformateur 145MVA
199	Liège	Awirs	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
200	Liège	Battice	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur 50MVA
201	Liège	Battice - Bellaire	Câble	150kV	Nouveau câble
202	Liège	Battice - Eupen	Ligne	150kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
203	Liège	Bévercé	Poste	110/15kV	Nouveau transformateur dans poste existant

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Remplacements			Référence
							Haute tension	Basse tension	Transformateur	
Étude	2019					✓	✓	✓	✓	6.5.4.
Étude	2020-2025					✓		✓		6.5.4.
Étude	2018					✓	✓	✓	✓	6.5.4.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.5.4.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.5.4.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.5.4.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓		6.5.4.
Étude	2020-2025					✓		✓		6.5.4.
Réalisation	2018					✓	✓	✓		6.5.4.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.5.4.
Étude	2019					✓	✓	✓		6.5.4.
Étude	2018					✓	✓	✓		6.5.4.
Étude	2019					✓	✓	✓	✓	6.5.4.
Étude	Après 2025		✓		✓	✓				6.5.3.
Développement	2020-2025		✓						✓	6.6.1.
Étude	2020-2025		✓			✓			✓	6.6.1.
Développement	2017				✓	✓	✓	✓	✓	6.6.3.
Étude	2020-2025				✓				✓	6.6.3.
Étude	2020-2025				✓				✓	6.6.3.
Développement	2018					✓	✓	✓		6.6.8.
Développement	2017				✓	✓			✓	6.6.4.
Développement	2017				✓	✓			✓	6.6.4.
Développement	2017				✓	✓			✓	6.6.4.
Développement	2020-2025		✓						✓	6.6.1.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
204	Liège	Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts - Brume	Ligne	110kV	Remplacement ligne à 1 terna par ligne 2 ternes (exploitation en 70kV)
205	Liège	Bévercé - Stephanshof - Butgenbach	Ligne	110kV	Remplacement ligne à 1 terna par ligne 2 ternes (exploitation en 70kV)
206	Liège	Bressoux	Poste	150kV	Remplacements haute tension, basse tension et transformateur
207	Liège	Bressoux - Jupille	Ligne	150kV	Adaptation ligne existante
208	Liège	Brume	Poste	110/36kV	Nouveau transformateur 125MVA dans un poste existant
209	Liège	Brume	Poste	110/15kV	Nouveau transformateur 50MVA
210	Liège	Brume	Poste	380/110/36kV	Nouveau transformateur 380/110kV de 300MVA (exploité en 380/36kV)
211	Liège	Brume	Poste	380kV	Remplacements haute tension et basse tension
212	Liège	Brume	Poste	220kV	Remplacements haute tension et basse tension
213	Liège	Butgenbach	Poste	110/15kV	Nouveau transformateur dans poste existant
214	Liège	Butgenbach	Poste	110kV	Extension du poste en 110kV et exploité en 70kV
215	Liège	Clermont-sous-Huy	Poste	150/70kV	Démantèlement poste
216	Liège	Eupen	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
217	Liège	Gramme-Rimière	Ligne	150kV	Travaux de remplacement (exploitation en 70kV)
218	Liège	Hannut	Poste	150/70kV	Nouveau transformateur de 90MVA dans un nouveau poste
219	Liège	Heid-de-Goreux	Poste	110kV	Extension du poste en 110kV et exploité en 70kV
220	Liège	Jupille	Poste	220/150kV	Nouveau transformateur 300MVA
221	Liège	Jupille	Poste	220kV	Remplacement en basse tension et déplacement d'un transformateur vers Sart-Tilman
222	Liège	Leval	Poste	220kV	Remplacements basse tension
223	Liège	Lixhe	Poste	150kV	Remplacements basse tension
224	Liège	Lixhe	Ligne	150kV	Adaptation d'une ligne : travaux de bretellage - débretellage
225	Liège	Petit-Rechain	Poste	150kV	Remplacements basse tension
226	Liège	Rimière	Poste	220/70kV	Transformateur de réserve
227	Liège	Romsée	Poste	220kV	Remplacements basse tension

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Moteur d'investissement				Remplacements				Référence
			Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Haute tension	Basse tension	Transformateur	Liaison	
Développement	2020-2025		✓			✓				✓	6.6.1.
Réalisation	2016		✓		✓	✓				✓	6.6.1.
Étude	2018					✓	✓	✓	✓		6.6.8.
Développement	2016					✓				✓	6.6.3.
Étude	2020-2025		✓				✓	✓	✓		6.6.1.
Étude	2020-2025		✓			✓			✓		6.6.8.
Développement	En fonction de la décision d'un client		✓				✓	✓	✓		6.6.1.
Étude	2019					✓	✓	✓			6.6.8.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓			6.6.8.
Développement	2020-2025		✓						✓		6.6.1.
Réalisation	2016		✓		✓		✓		✓		6.6.1.
Développement	2016					✓					6.6.3.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓			6.6.8.
Réalisation	2016				✓					✓	6.6.5.
Étude	2018				✓		✓	✓	✓		6.6.3.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓	✓		6.6.8.
Réalisation	2016					✓			✓		6.6.3.
Développement	2020-2025					✓		✓			6.6.3.
Étude	2020-2025					✓		✓			6.6.8.
Étude	2020-2025					✓		✓			6.6.8.
Étude	2018				✓	✓				✓	6.6.3.
Réalisation	2015					✓		✓			6.6.8.
Développement	2016										6.6.3.
Étude	2017					✓		✓			6.6.8.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
228	Liège	Seraing	Poste	220/70kV	Remplacement transformateur de Romsée
229	Liège	Seraing	Poste	220/15kV	Deux nouveaux transformateurs 50MVA
230	Liège	Stephanshof - Amel	Ligne	110kV	Remplacement ligne à 1 terne par ligne à deux ternes
231	Liège	Vottem	Ligne	150kV	Adaptation d'une ligne : travaux de bretellage - débretellage
232	Luxembourg	Aubange	Poste	220/15kV	Nouveau transformateur dans poste existant
233	Luxembourg	Aubange	Poste	220kV	Remplacements haute tension et basse tension
234	Luxembourg	Aubange	Poste	150kV	Démantèlement poste
235	Luxembourg	Aubange	Poste	380kV	Remplacements basse tension
236	Luxembourg	Aubange - Villeroux	Ligne	220kV	Réparations fondations
237	Luxembourg	Aubange - Villeroux	Ligne	220kV	Réparations fondations
238	Luxembourg	Bomal	Poste	110kV	Nouveau poste
239	Luxembourg	Bomal	Poste	220/70kV	Nouveau transformateur 110MVA en repiquage sur la ligne Rimièr-Villeroux
240	Luxembourg	Fays-les-Veneurs	Poste	110kV	Remplacements haute tension et basse tension
241	Luxembourg	Heinsch	Poste	380kV	Extension poste (exploité en 220kV)
242	Luxembourg	Marcourt	Poste	220kV	Restructuration poste
243	Luxembourg	Neufchâteau	Poste	110kV	Remplacements haute tension et basse tension
244	Luxembourg	Neufchâteau - lijn Orgéo-Villeroux	Câble	110kV	Nouveau câble
245	Luxembourg	Orgeo	Poste	110kV	Remplacements haute tension et basse tension
246	Luxembourg	Saint-Mard	Poste	220/15kV	Nouveau transformateur 50MVA et remplacements basse tension
247	Luxembourg	Saint-Mard, Marcourt ou Heinsch	Poste	220/70kV	Nouveau transformateur 75MVA dans un poste existant
248	Luxembourg	Saint-Vith	Poste	110kV	Remplacements haute tension et basse tension
249	Luxembourg	Soy	Poste	110kV	Nouveau poste
250	Luxembourg	Villeroux	Poste	220kV	Remplacements haute tension et basse tension
251	Luxembourg	Villers-sur-Semois	Poste	110kV	Nouveau poste

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Haute tension	Basse tension	Transformateur	Liaison	Référence
Étude	2019					✓			✓		6.6.3.
Développement	2017					✓			✓		6.6.7.
Réalisation	2016		✓			✓				✓	6.6.1.
Étude	2018				✓	✓				✓	6.6.3.
Reporté	Après 2025				✓						6.7.3.
Réalisé	2015					✓	✓	✓			6.7.4.
Réalisation	2016					✓					6.7.4.
Étude	2017					✓		✓			6.7.4.
Développement	2016					✓				✓	6.7.4.
Étude	2020-2025					✓				✓	6.7.4.
Étude	2019					✓	✓	✓			6.7.1.
Étude	Après 2025					✓			✓	✓	6.7.1.
Étude	2018					✓	✓	✓			6.7.4.
Développement	2018				✓						6.7.3.
Étude	Après 2025					✓					6.7.1.
Étude	2019					✓	✓	✓			6.7.4.
Étude	2020-2025										6.7.2.
Étude	2019					✓	✓	✓			6.7.4.
Étude	2018					✓	✓	✓	✓		6.7.4.
Reporté	En fonction de l'évolution de la production et de la charge		✓		✓						6.7.3.
Étude	2020-2025		✓			✓	✓	✓			6.7.4.
Étude	2018				✓	✓	✓	✓			6.7.1.
Étude	2019					✓	✓	✓			6.7.4.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓			6.7.4.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
252	Namur	Achêne	Poste	380kV	Remplacements haute tension et basse tension
253	Namur	Auvelais	Poste	150kV	Remplacements basse tension
254	Namur	Auvelais - Gembloux	Ligne	150kV	Remplacement ligne
255	Namur	Champion	Poste	380kV	Remplacements basse tension
256	Namur	Gramme	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
257	Namur	Gramme	Poste	380kV	Remplacements haute tension et basse tension
258	Namur	Hastière - Pondrome	Ligne	110kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
259	Namur	Haute-Sarte	Poste	150kV	Remplacements basse tension
260	Namur	Les Isnes	Poste	110/12kV	Nouveau transformateur 40MVA en antenne à Leuze
261	Namur	Leuze - Waret	Ligne/Câble	110kV	Liaison pour une deuxième alimentation du poste Les Isnes en utilisant 2 ^e terne Waret-Les Isnes et nouvelle partie câble
262	Namur	Marche-les-Dames	Poste	110kV	Remplacements et upgrade poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
263	Namur	Miecret	Poste	110kV	Remplacements et upgrade poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
264	Namur	Namur	Poste	110kV	Remplacements et upgrade poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
265	Namur	Plate-Taille	Poste	150kV	Remplacements haute tension
266	Namur	Pondrome	Poste	110kV	Remplacements et upgrade poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
267	Namur	Romedenne	Poste	110kV	Remplacements et upgrade poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
268	Namur	Seilles	Poste	110kV	Remplacements et upgrade poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
269	Namur	Warnant	Poste	110kV	Remplacements et upgrade poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
270	Flandre-Orientale	Aalst	Poste	150/70kV	Nouveau transformateur 145MVA dans un poste existant
271	Flandre-Orientale	Aalst	Poste	150/70kV	Remplacements haute tension, basse tension et transformateur
272	Flandre-Orientale	Aalst Noord	Poste	150kV	Remplacements basse tension
354	Flandre-Orientale	Aalter	Poste	150/15 kV	Remplacements basse tension
273	Flandre-Orientale	Afrikalaan - Ham	Câble	150kV	Mise en souterrain d'une partie de la ligne Ham - Ringvaart
274	Flandre-Orientale	Doel	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Remplacements			Référence
							Haute tension	Basse tension	Transformateur	
Moteur d'investissement										
Développement	2018					✓	✓	✓		6.8.2.
Étude	2020-2025					✓		✓		6.8.2.
Étude	2020-2025		✓			✓			✓	6.8.2.
Étude	2020-2025					✓		✓		6.8.2.
Réalisation	2016					✓	✓	✓		6.8.2.
Réalisation	2018					✓	✓	✓		6.8.2.
Étude	2018		✓			✓			✓	6.7.2.
Étude	2020-2025					✓		✓		6.8.2.
Étude	2020-2025				✓					6.8.1.
Étude	2020-2025				✓					6.8.1.
Réalisation	2020-2025				✓	✓	✓	✓		6.8.2.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓		6.8.2.
Réalisation	2016					✓	✓	✓		6.8.2.
Réalisation	2015					✓	✓			6.4.9.
Étude	2017				✓	✓	✓	✓		6.8.2.
Étude	2018				✓	✓	✓	✓		6.8.2.
Étude	2020-2025		✓			✓	✓	✓		6.8.2.
Étude	2017					✓	✓	✓	✓	6.8.2.
Étude	2020-2025					✓				6.9.6.
Étude	2019					✓	✓	✓	✓	6.9.8.
Étude	2020-2025					✓		✓		6.9.8.
Développement	2018					✓		✓		6.9.8.
Développement	2016								✓	6.9.4.
Développement	2017					✓	✓	✓		6.9.8.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
275	Flandre-Orientale	Doel	Poste	380kV	Remplacements couplages longitudinaux
276	Flandre-Orientale	Doel - Mercator	Ligne	380kV	Adaptations de pylônes
277	Flandre-Orientale	Doel - Mercator	Ligne	150kV	Adaptations de pylônes
278	Flandre-Orientale	Drongen	Poste	150/36kV	Nouveau transformateur 125 MVA
279	Flandre-Orientale	Drongen	Poste	150kV	Remplacements haute tension, basse tension et transformateur
280	Flandre-Orientale	Eeklo Noord	Poste	150/36kV en 150/12kV	Deux nouveaux transformateurs 50 MVA et 1 nouveau transformateur 125 MVA
281	Flandre-Orientale	Eeklo Noord	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
282	Flandre-Orientale	Eeklo Pokmoer	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
283	Flandre-Orientale	Eeklo Pokmoer - Langerbrugge	Ligne	150kV	Travaux de remplacement
284	Flandre-Orientale	Flora (Merelbeke)	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
285	Flandre-Orientale	Flora (Merelbeke)	Poste	150/36kV	Diminution de l'incidence sonore des transformateurs 150/36kV
286	Flandre-Orientale	Heimolen	Poste	150kV	Restructuration poste et remplacements basse tension
287	Flandre-Orientale	Heimolen - Sint-Niklaas	Ligne	150kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
288	Flandre-Orientale	Kluzendok Gent	Poste	150/36kV	Nouveau transformateur 125 MVA sur nouveau site en repiquage sur ligne existante
289	Flandre-Orientale	Kluzendok Gent	Poste	150/12kV	Deux nouveaux transformateurs 50 MVA sur nouveau site en repiquage sur ligne existante
290	Flandre-Orientale	Langerbrugge	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
291	Flandre-Orientale	Langerbrugge - Rechteroever Gent	Ligne/Câble	150kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure et nouvelle partie câble
292	Flandre-Orientale	Mercator	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
293	Flandre-Orientale	Nieuwe Vaart	Poste	150/12kV	Nouveau transformateur 50 MVA et remplacements basse tension
294	Flandre-Orientale	Nieuwe Vaart	Poste	150kV	Restructuration poste
295	Flandre-Orientale	Rechteroever Gent	Poste	150/36kV	Transfert transformateur 125 MVA de Sadacem à Rechteroever
296	Flandre-Orientale	Rodenhuize	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
297	Flandre-Orientale	Ruien	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
298	Flandre-Orientale	Sadacem	Poste	150kV	Démantèlement poste

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Moteur d'investissement				Remplacements				Référence
			Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Haute tension	Basse tension	Transformateur	Liaison	
Développement	2017					✓	✓				6.9.8.
Étude	2020-2025									✓	6.9.9.
Étude	2020-2025										6.9.9.
Étude	Après 2025		✓		✓						6.9.4.
Étude	2020-2025				✓	✓	✓	✓	✓		6.9.8.
Réalisation	2016		✓		✓						6.9.2.
Développement	2018					✓	✓	✓			6.9.8.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓			6.9.8.
Étude	2020-2025					✓				✓	6.9.8.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓			6.9.8.
Développement	2015										6.9.4.
Étude	2020-2025	✓				✓	✓	✓			6.9.1.
Développement	2017					✓				✓	6.9.5.
Étude	2020-2025		✓								6.9.3.
Étude	2020-2025		✓		✓						6.9.3.
Réalisation	2017		✓			✓	✓	✓			6.9.8.
Réalisation	2015		✓		✓						6.9.3.
Réalisation	2016					✓	✓	✓			6.9.8.
Réalisation	2016		✓			✓		✓	✓		6.9.4.
Réalisation	2016	✓	✓			✓	✓	✓			6.9.1.
Réalisation	2015		✓		✓	✓					6.9.3.
Réalisation	2019					✓	✓	✓			6.9.8.
Développement	2020-2025					✓	✓	✓			6.9.8.
Développement	2016		✓		✓	✓	✓	✓	✓		6.9.3.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
299	Flandre-Orientale	Sint-Gillis-Dendermonde	Poste	150kV	Nouveau poste
300	Flandre-Orientale	Sint-Niklaas	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 50MVA et remplacements haute et basse tension
301	Flandre-Orientale	Sint-Pauwels	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
302	Flandre-Orientale	Wortegem	Poste	150kV	Remplacements basse tension et transformateur
303	Flandre-Orientale	Zele Industrie	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
304	Brabant flamand	Bruegel	Poste	150kV	Remplacements haute tension
305	Brabant flamand	Bruegel	Poste	380kV	Remplacements haute tension
306	Brabant flamand	Bruegel - Dilbeek	Ligne	150kV	Remplacement ligne
307	Brabant flamand	Bruegel - Héliport	Câble	150kV	Nouveau câble
308	Brabant flamand	Bruegel - Sint-Agatha-Berchem - Molenbeek	Câble	150kV	Nouveau câble
309	Brabant flamand	Diest	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
310	Brabant flamand	Drogenbos	Poste	150kV	Restructuration poste
311	Brabant flamand	Drogenbos - Gouy	Ligne/Câble	150kV	Retrofit d'une ligne existante – restructuration
312	Brabant flamand	Eizeringen	Poste	150/11 kV	Nouveau transformateur 50MVA en repiquage sur une ligne existante
313	Brabant flamand	Gasthuisberg (Leuven)	Poste	150/70kV 150/10kV	Nouveau transformateur 145MVA et nouveau transformateur 40MVA
314	Brabant flamand	Gasthuisberg (Leuven) - Wijgmaal	Câble	150kV	Nouveau câble
315	Brabant flamand	Kobbegem	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur 50MVA en repiquage sur une ligne existante
316	Brabant flamand	Malderen	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
317	Brabant flamand	Malderen	Poste	150kV	Déplacement d'un transformateur de Schelle à Malderen
318	Brabant flamand	Sint-Genesius-Rode	Poste	150kV	Remplacements basse tension
319	Brabant flamand	Tienen	Poste	150/70kV	Nouveau transformateur 145MVA
320	Brabant wallon	Baulers - Gouy	Ligne	150kV	Remplacement d'une ligne (exploitation en 70kV)
321	Brabant wallon	Oisquercq	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
322	Brabant wallon	Waterloo	Poste	150/11 kV	Nouveau transformateur 50MVA

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Remplacements			Référence
							Haute tension	Basse tension	Transformateur	
Étude	2020-2025					✓	✓	✓	✓	6.9.6.
Développement	2017					✓	✓	✓	✓	6.9.5.
Réalisation	2015					✓	✓	✓		6.9.8.
Étude	2020-2025					✓		✓	✓	6.9.8.
Étude	Après 2025					✓	✓	✓		6.9.8.
Étude	2017					✓	✓			6.10.4.
Étude	2020-2025					✓	✓			6.10.4.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.10.4.
Étude	2019				✓	✓			✓	6.12.2.
Étude	2019				✓	✓			✓	6.12.2.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓		6.10.4.
Réalisation	2017					✓	✓			6.10.4.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.3.3.
Étude	2020-2025				✓		✓	✓	✓	6.10.1.
Développement	2018				✓					6.10.2.
Réalisation	2016				✓					6.10.2.
Étude	2020-2025				✓					6.10.1.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓		6.10.4.
Développement	2018					✓			✓	6.2.2.
Étude	2019					✓		✓		6.10.5.
Développement	2018					✓				6.10.3.
Étude	2019					✓			✓	6.3.4.
Étude	2020-2025					✓	✓	✓		6.3.2.
Étude	2020-2025				✓					6.3.1.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
323	Brabant wallon	Waterloo - Braine l'Alleud	Câble	150/11 kV	Nouveau transformateur 50 MVA raccordé au nouveau câble
324	Flandre-Occidentale	Avelgem	Poste	380 kV	Mise à niveau du poste pour l'emploi de conducteurs HTLS
325	Flandre-Occidentale	Beveren	Poste	150 kV	Remplacements basse tension
326	Flandre-Occidentale	Beveren-Pittem	Ligne	150 kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
327	Flandre-Occidentale	Blauwe Toren	Poste	150 kV	Remplacements basse tension
328	Flandre-Occidentale	Brugge - Langerbrugge - Nieuwe Vaart	Ligne	150 kV	Installation modules Ampacimon sur plusieurs lignes
329	Flandre-Occidentale	Brugge Waggelwater	Poste	150 kV	Remplacements haute tension et basse tension
330	Flandre-Occidentale	Brugge Waggelwater - Slijkens	Ligne	150 kV	Renforcement ligne existante
331	Flandre-Occidentale	Deinze - Ruien	Ligne	150 kV	Remplacements conducteurs
332	Flandre-Occidentale	Ieper	Poste	150 kV	Nouveau poste
333	Flandre-Occidentale	Ieper	Poste	150/15 kV	Nouveau transformateur 50 MVA et démantèlement poste 70 kV
334	Flandre-Occidentale	Ieper - Ieper Noord	Ligne	150 kV	Déjumelage d'une ligne existante
335	Flandre-Occidentale	Ieper - Noordschote	Ligne	150 kV	Upgrade ligne 70 kV en 150 kV
336	Flandre-Occidentale	Ieper - Poperinge	Câble	150 kV	Nouveau câble
337	Flandre-Occidentale	Ieper Noord	Poste	150 kV	Remplacements basse tension
338	Flandre-Occidentale	Izegem	Poste	150 kV	Remplacements haute tension et basse tension
339	Flandre-Occidentale	Izegem - Harelbeke - Desselgem	Ligne	150 kV	Remplacement ligne
340	Flandre-Occidentale	Izegem - Sint-Baafs-Vijve	Câble	150 kV	Nouveau poste en repiquage sur liaison existante
341	Flandre-Occidentale	Koksijde	Poste	150/11 kV	Remplacement transformateur
342	Flandre-Occidentale	Koksijde - Noordschote	Ligne/Câble	150 kV	Nouvelle liaison
343	Flandre-Occidentale	Koksijde - Slijkens	Poste	150 kV	Nouveau transformateur-déphaseur
344	Flandre-Occidentale	Noordschote	Poste	150 kV	Upgrade poste pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
345	Flandre-Occidentale	Pittem	Poste	150/15 kV	Remplacement transformateur
346	Flandre-Occidentale	Pittem	Poste	150 kV	Remplacement transformateur

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Remplacements			Référence
							Haute tension	Basse tension	Transformateur	
Moteur d'investissement										
Étude	2020-2025				✓					6.3.1.
Développement	2020-2025	✓								6.11.1.
Étude	2019					✓		✓		6.11.7.
Étude	2020-2025				✓				✓	6.11.9.
Développement	2016					✓		✓		6.11.7.
Réalisé	2015		✓		✓					6.11.4.
Réalisation	2015					✓	✓	✓		6.11.7.
Reporté	Après 2025		✓		✓	✓			✓	6.11.7.
Étude	Après 2025					✓			✓	6.11.7.
Développement	2017				✓					6.11.6.
Développement	2020-2025		✓			✓				6.11.6.
Développement	2016				✓					6.11.6.
Étude	2020-2025				✓	✓			✓	6.11.6.
Développement	2017				✓					6.11.6.
Étude	2020-2025					✓		✓		6.11.7.
Étude	2018					✓	✓	✓		6.11.5.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.11.5.
Réalisation	2015				✓					6.11.8.
Étude	2020-2025					✓			✓	6.11.6.
Étude	2020-2025				✓	✓			✓	6.11.6.
Étude	2019	✓								6.11.1.
Étude	2020-2025				✓	✓	✓	✓		6.11.6.
Étude	2019					✓			✓	6.11.7.
Étude	2020-2025				✓				✓	6.11.9.

ID	Province	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
347	Flandre-Occidentale	Poperinge	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur de 50MVA sur un nouveau site
348	Flandre-Occidentale	Schoondale (Waregem)	Poste	150/10kV	Deux nouveaux transformateurs 40MVA dans un nouveau poste
349	Flandre-Occidentale	Sint-Baafs-Vijve	Poste	150kV	Simplification en 70kV, extension et remplacement en 150kV
350	Flandre-Occidentale	Tielt	Poste	150kV	Remplacements basse tension
351	Flandre-Occidentale	Wevelgem	Poste	150kV	Remplacements haute tension et basse tension
352	Flandre-Occidentale	Zedelgem	Poste	150kV	Nouveau poste

Statut du projet	Date de mise en service prévue	Moteur d'investissement					Remplacements				Référence
		Interconnexions et backbone interne	Production renouvelable / décentralisée	Production centralisée	Augmentation de la charge	Vieillessement	Haute tension	Basse tension	Transformateur	Liaison	
Développement	2017				✓						6.11.6.
Réalisation	2015				✓						6.11.8.
Étude	2019					✓			✓		6.11.5.
Étude	2020-2025					✓		✓			6.11.7.
Développement	2020-2025					✓	✓	✓			6.11.7.
Étude	2020-2025		✓		✓						6.11.3.

7.3. Tableau récapitulatif de l'état d'avancement des projets

ID	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
23	André Dumont (Genk)	Poste	380/150kV	Nouveau transformateur 555 MVA sur un nouveau site, avec réalisation d'une liaison 150kV sur (partiellement) une rangée de pylônes existants d'André Dumont vers Langerlo
122	Antoing	Poste	150/15kV	Deux nouveaux transformateurs 50 MVA
404	Aubange	Poste	220/15kV	Nouveau transformateur 50 MVA
355	Auvélais - Les Isnes - Waret	Ligne/Câble	110kV	Retrofit partie d'une ligne existante et partie câble, exploité en 70kV, pour l'alimentation de Les Isnes
43	Avernas	Poste	150kV	Nouvelle réactance shunt 75 Mvar
356	Awirs - Lixhe	Ligne	220kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
36	Baekeland (Oostakker)	Poste	380kV	Nouveau poste
37	Baekeland - Horta	Ligne	380kV	Renforcements conducteurs Horta-Mercator
357	Baisy-Thy - Corbais	Ligne	150kV	Déjumelage d'une ligne existante
124	Bascoup	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40 MVA et remplacements basse tension
125	Bascoup - Ville-sur-Haine	Ligne	150kV	Upgrade deuxième terne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
200	Battice	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur 50 MVA
201	Battice - Bellaire	Câble	150kV	Nouveau câble
202	Battice - Eupen	Ligne	150kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
358	Beerse	Poste	150/15kV	Deux nouveaux transformateurs 50 MVA
203	Bévercé	Poste	110/15kV	Nouveau transformateur dans poste existant
204	Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts - Brume	Ligne	110kV	Remplacement ligne à 1 terne par ligne 2 ternes (exploitation en 70kV)
205	Bévercé - Stephanshof - Butgenbach	Ligne	110kV	Remplacement ligne à 1 terne par ligne 2 ternes (exploitation en 70kV)
359	Beveren-Waas	Poste	150/15kV	Remplacement de deux transformateurs 20 MVA par un transformateur 50 MVA
360	Beveren-Waas	Poste	150/30kV	Nouveau transformateur 110 MVA
361	Blauwe Toren - Zeebrugge	Câble	150kV	Remplacement d'une ligne par 2 câbles
46	Bruegel	Poste	380/150/36kV	Nouvelle réactance shunt 75 Mvar (sur enroulement tertiaire 36kV)
362	Bruegel, Kallo, Merksem, Mol, Monceau, Ruien	Poste	150kV	Batteries de condensateurs 75 Mvar supplémentaires dans des postes existants
363	Brugge Waggelwater	Poste	150/11 kV	Nouveau transformateur 50 MVA dans un poste existant
330	Brugge Waggelwater - Slijkens	Ligne	150kV	Renforcement ligne existante

Date de mise en service précédente	Date de mise en service prévue	Statut du projet	Raison du changement
2014	2015	Réalisation	Révision du plan de travail
2014	2016	Réalisation	Révision du plan de travail
Indicative		Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
2013	2015	Réalisé	Révision du plan de travail
2014	2016	Développement	Révision du plan de travail
Indicative		Annulé	
Indicative	2,5 à 3 ans après décision	Développement	Délai décision client
2016-2020	2019	Revu	Optimisation par solution alternative
2014	2013	Réalisé	
Indicative	2016	Réalisation	
Indicative	2018	Étude	
Indicative	2017	Développement	
Indicative	2017	Développement	
Indicative	2017	Développement	
Indicative		Annulé	Optimisation par solution alternative
2014	2020-2025	Développement	Obtention des permis
Indicative	2019	Développement	Obtention des permis
2014	2016	Réalisation	Obtention des permis
Indicative	2015	Réalisé	
2012	2013	Réalisé	Révision du plan de travail
2012	2013	Réalisé	Révision du plan de travail
2014	2016	Développement	Révision du plan de travail
Réalisé partiellement	2013	Réalisé	
Reporté	2011	Réalisé	
Revue	Après 2025	Reporté	

ID	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
100	Charles-Quint	Poste	150/11 kV	Nouveau transformateur 50 MVA dans un nouveau poste
101	Charles-Quint - Pachéco	Câble	150 kV	Nouveau câble
102	Charles-Quint - Schaerbeek	Câble	150 kV	Nouveau câble
103	Charles-Quint - Woluwe-Saint-Lambert	Câble	150 kV	Nouveau câble
195	Amel - Saint-Vith	Ligne	110 kV	Remplacement ligne à 1 terna par ligne à deux ternes
138	Ciply	Poste	150/10 kV	Nouveau transformateur 40 MVA dans un poste existant
364	Corbais - Basse-Wavre	Câble	150 kV	Nouveau câble
24	Dilsen-Stokkem	Poste	380 kV	Nouveau poste pour raccordement unités de production centralisée
3	Doel - Zandvliet	Ligne	380 kV	Upgrade liaison 150 kV existante en nouvelle liaison 380 kV
365	Drogenbos - Ixelles	Câble	150 kV	Nouveau câble
48	Courcelles	Poste	380/150 kV	Nouveau transformateur 555 MVA dans un poste existant
366	Eeklo Noord - Eeklo	Câble	150 kV	Nouveau câble
182	Eisden	Poste	150/70 kV	Remplacements haute tension, basse tension et transformateur
367	Fontaine-l'Évêque	Poste	150/10 kV	Nouveau transformateur 40 MVA
143	Fontaine-l'Évêque	Poste	150/10 kV	Nouveau transformateur 40 MVA
313	Gasthuisberg (Leuven)	Poste	150/70 kV 150 / 10 kV	Nouveau transformateur 145 MVA et nouveau transformateur 40 MVA
314	Gasthuisberg (Leuven) - Wijmaal	Câble	150 kV	Nouveau câble
19	Gezelle (Brugge) - Richborough (RU)	Poste	380 kV	Nouvelle liaison internationale en courant continu
369	Gramme - Rimière	Ligne	150 kV	Exploitation ligne 150 kV existante en 70 kV
370	Ham	Poste	150/36 kV	Nouveau transformateur 125 MVA
154	Harmignies	Poste	150/10 kV	Nouveaux transformateurs 40 MVA dans un nouveau poste
155	Harmignies - Ciply - Pâturages	Ligne/Câble	150 kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure
156	Harmignies - Ville-sur-Haine	Ligne	150 kV	Exploitation 2 ^e terna de la ligne existante en 150 kV
286	Heimolen	Poste	150 kV	Restructuration poste et remplacements basse tension
241	Heinsch	Poste	380 kV	Extension poste (exploité en 220 kV)
70	Heze	Poste	150/15 kV	Nouveau transformateur 50 MVA dans un nouveau poste
53	Horta - Stevin	Ligne/Câble	380 kV	Nouvelle liaison

Date de mise en service précédente	Date de mise en service prévue	Statut du projet	Raison du changement
2014	2016	Réalisation	Obtention des permis et révision du plan de travail
2014	2016	Développement	Obtention des permis et révision du plan de travail
2013	2016	Réalisation	Obtention des permis et révision du plan de travail
2014	2016	Réalisation	Obtention des permis et révision du plan de travail
Indicative	2020-2025	Étude	
Indicative	2020-2025	Étude	
2014	2013	Réalisé	
Indicative	± 3 ans après décision	Développement	
2016	2016	Réalisation	
2012	2012	Réalisé	
Indicative	2018	Développement	
2014		Annulé	Optimisation par solution alternative
Indicative	2018	Étude	
2012	2014	Réalisé	Révision du plan de travail
Indicative	2016	Réalisation	
2012/2013	2018	Développement	Obtention des permis
2012	2016	Réalisation	Obtention des permis
2016-2020	2019	Réalisation	
2012	2015	Réalisé	Obtention des permis
2013	2014	Réalisé	Révision du plan de travail
Indicative	2020-2025	Étude	
2013	2017	Développement	Obtention des permis
Indicative	2020-2025	Étude	
2016-2020	2020-2025	Étude	
Indicative	2018	Développement	
Indicative	2015	Réalisation	Obtention des permis
2014	2017	Réalisation	Obtention des permis

ID	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
38	Horta (Zomergem)	Poste	380kV	Nouveau poste
371	Ieper	Poste	150/36kV	Deux nouveaux transformateurs 65MVA
340	Izegem - Sint-Baafs-Vijve	Câble	150kV	Nouveau poste en repiquage sur liaison existante
4	Kallo - Ketenisse - Lillo	Câble	150kV	Nouveau câble
372	Kallo - Lillo	Ligne	380kV	Nouvelle ligne avec deux ternes
373	Kallo ou Merksem, Lint, Langerlo, Rodenhuize	Poste	150kV	Batteries de condensateurs 75Mvar supplémentaires dans des postes existants
5	Ketenisse	Poste	150kV	Extension d'un poste et renforcement de la transformation (125MVA à la place de 65MVA)
341	Koksijde	Poste	150/11kV	Remplacement transformateur
343	Koksijde - Slijkens	Poste	150kV	Nouveau transformateur-déphaseur
159	La Croyère	Poste	150/10kV	Trois nouveaux transformateurs 50MVA dans un nouveau poste
291	Langerbrugge - Recheroever Gent	Ligne/Câble	150kV	Upgrade ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure et nouvelle partie câble
374	Libois	Poste	380/36kV	Nouveau transformateur 220MVA dans un nouveau poste
8	Liefkenshoek - Lillo - Zandvliet	Ligne	380kV	Nouvelle ligne avec deux ternes
15	Liefkenshoek - Mercator	Ligne	380kV	Upgrade liaison 150kV existante en nouvelle liaison 380kV
375	Ligne	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur 50MVA
376	Ligne - Wattines	Ligne	150kV	Installation deuxième terna
9	Lillo	Poste	380/150kV	Nouveau transformateur 555MVA dans un nouveau poste
377	Lillo - Zandvliet	Ligne	150kV	Conversion de la ligne 36kV Lillo-Solvay existante en 150kV et installation d'une nouvelle liaison Solvay-Zandvliet
378	Lixhe	Poste	220/15kV	Restructuration poste et nouveau transformateur 50MVA
28	Lixhe	Poste	380/220kV	Deux nouveaux transformateurs 300MVA dans un nouveau poste
30	Lixhe - Herderen	Ligne	380kV	Installation deuxième terna avec conducteurs HTLS
20	Lixhe - Oberzier (A)	Poste	380kV	Nouvelle liaison internationale en courant continu
379	Lokeren	Poste	150/30kV	Nouveau transformateur 110MVA
380	Machelen	Poste	150/11kV	Rénovation et installation de deux transformateurs 50MVA
381	Machelen	Câble	150kV	Intégration câble existant entre Verbrande Brug et Harenheide
382	Machelen - Schaarbeek	Câble	150kV	Nouveau câble

Date de mise en service précédente	Date de mise en service prévue	Statut du projet	Raison du changement
2014	2015	Réalisé	Obtention des permis
2014	2020-2025	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
2014	2015	Réalisation	Révision du plan de travail
2013	2016	Réalisation	Optimisation par solution alternative
2015		Annulé	Optimisation par solution alternative
Réalisé partiellement	2012	Réalisé	
2013	2016	Développement	Obtention des permis
Indicative	2020-2025	Étude	
2016-2020	2019	Étude	
2013	2016	Réalisation	Révision du plan de travail
Indicative	2015	Réalisation	
Indicative		Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
2014	2020	Développement	Obtention des permis
2015	2023	Étude	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
2013	2013	Réalisé	
2013	2013	Réalisé	
2014	2020	Développement	Obtention des permis
Revue		Annulé	Optimisation par solution alternative
2013	2014	Réalisé	Révision du plan de travail
Indicative	2017	Réalisation	
Indicative	2017	Développement	
2017-2018	2020	Développement	Obtention des permis
2012	2013	Réalisé	Révision du plan de travail
2013	2016	Réalisé	Obtention des permis et révision du plan de travail
Indicative		Annulé	Optimisation par solution alternative
Indicative		Annulé	Optimisation par solution alternative
















ID	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
383	Marcourt	Poste	220/70kV	Remplacement d'un transformateur 75MVA existant par un transformateur 90MVA
33	Massenhoven	Poste	380kV	Extension poste avec couplage
34	Massenhoven - Meerhout	Ligne	380kV	Upgrade ligne 150kV entre Massenhoven et Heze pour permettre l'exploitation à une tension supérieure, combiné à l'installation d'un 2 ^e terna 380kV entre Heze et Meerhout
384	Meer	Poste	150/15kV	Nouveau poste
385	Meer - Sint-Job	Ligne	150kV	Nouvelle ligne
31	Meerhout	Poste	380kV	Extension du poste avec deux jeux de barres et un couplage
167	Monceau - Fontaine-l'Evêque - Beaugregard	Ligne	150kV	Déjumelage d'une ligne existante
168	Montignies	Poste	150/10kV	Remplacement transformateurs par deux nouveaux transformateurs 40MVA
293	Nieuwe Vaart	Poste	150/12kV	Nouveau transformateur 50MVA et remplacements basse tension
294	Nieuwe Vaart	Poste	150kV	Restructuration poste
386	Obourg	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA
387	Obourg	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA
115	Pachéco	Poste	150/11 kV	Nouveau transformateur 50MVA
171	Pâturages	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA dans un poste existant et remplacements haute et basse tension
388	Pekke-Wevelgem	Ligne	150kV	Utilisation de deux ternes existants et raccordement au poste de Wevelgem
89	Petrol (Antwerpen Zuid)	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur 50MVA
389	Plate-Taille	Poste	220kV	Nouveau poste en vue d'un raccordement direct
295	Rechteroever Gent	Poste	150/36kV	Transfert transformateur 125MVA de Sadacem à Rechteroever
44	Baekeland	Poste	380/150kV	Nouveau transformateur 555MVA sur nouveau site
390	Ruien	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40MVA
391	Ruien, Izegem	Poste	150kV	Batteries de condensateurs 75Mvar supplémentaires dans des postes existants
392	Rumbeke	Poste	150/15kV	Deux nouveaux transformateurs 50MVA
247	Saint-Mard, Marcourt ou Heinsch	Poste	220/70kV	Nouveau transformateur 75MVA dans un poste existant
393	Schaarbeek	Poste	150/11 kV	Remplacement de quatre transformateurs 36/11 kV 35MVA par deux transformateurs 150/11 kV 50MVA
94	Schelle Dorp	Poste	150/70kV	Utilisation du transformateur 150/70kV en provenance de Zurenborg en repiquage sur la ligne existante

Date de mise en service précédente	Date de mise en service prévue	Statut du projet	Raison du changement
Indicative		Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
Indicative	2020-2025	Étude	
Indicative	2020-2025	Étude	
2015		Annulé	Optimisation par solution alternative
2015		Annulé	Optimisation par solution alternative
Indicative	2017	Étude	
Indicative	2015	Réalisation	
2013	2015	Réalisation	Révision du plan de travail
2015	2016	Réalisation	
2016-2020	2016	Réalisation	
2012	2014	Réalisé	
2016		Annulé	
2014	2017	Développement	
Indicative	2020-2025	Étude	
Indicative	2020-2025	Annulé	Optimisation par solution alternative
Indicative	En fonction de l'évolution de la charge	Reporté	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
Indicative		Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
Indicative	2015	Réalisation	
2016-2020	2018	Étude	
2013	2014	Réalisé	Révision du plan de travail
Réalisé partiellement	2011	Réalisé	Révision du plan de travail
Indicative		Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
Reporté	En fonction de l'évolution de la production et de la charge	Reporté	
2012	2014	Réalisé	Obtention des permis et révision du plan de travail
2013	2015	Réalisé	Révision du plan de travail

ID	Lieu	Type de projet	Voltage [kV]	Description
21	Aubange	Poste	220kV	Travée pour une interconnexion avec le Luxembourg : installation d'un transformateur-déphaseur à Schiffflange
348	Schoondale (Waregem)	Poste	150/10kV	Deux nouveaux transformateurs 40 MVA dans un nouveau poste
230	Stephanshof - Amel	Ligne	110kV	Remplacement ligne à 1 terna par ligne à deux ternes
54	Stevin	Poste	380/150kV	Deux nouveaux transformateurs 555 MVA dans un nouveau poste 380kV
55	Stevin	Poste	380/220kV	Quatre nouveaux transformateurs 600 MVA dans un nouveau poste 220kV
56	Stevin - Zeebrugge	Câble	150kV	Nouvelles liaisons
174	Tertre	Poste	150/30kV	Remplacement d'un transformateur 60MVA par un nouveau transformateur 110MVA
25	Van Eyck - Zutendaal	Ligne	380kV	Installation deuxième terna avec conducteurs HTLS
26	Van Eyck (Kinrooi)	Poste	380kV	Nouveau poste sur site existant
177	Ville-sur-Haine	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40 MVA et remplacements haute et basse tension
394	Vottem	Poste	220/70kV	Deux nouveaux transformateurs 80 MVA dans un nouveau poste
395	Vottem	Poste	220/15kV	Deux nouveaux transformateurs 50 MVA
322	Waterloo	Poste	150/11 kV	Nouveau transformateur 50 MVA
323	Waterloo - Braine l'Alleud	Câble	150/11 kV	Nouveau transformateur 50 MVA raccordé au nouveau câble
396	Wevelgem	Poste	150/15kV	Nouveau transformateur 50 MVA
397	Wijgmaal	Poste	150kV	Nouveau poste
6	Zandvliet	Poste	380kV	Installation d'un transformateur-déphaseur (en parallèle)
398	Zurenborg	Poste	150/70kV	Restructuration poste
399	Zwevegem	Poste	150/10kV	Nouveau transformateur 40 MVA
400	Lixhe - Herderen	Ligne	380kV	Upgrade liaison 150kV existante en nouvelle liaison 380kV (pour l'arrivée de production centralisée)
401	André Dumont (Genk)	Poste	380/150kV	Transformateur 555 MVA supplémentaire sur site existant à la disparition du soutien 150kV depuis Liège, avec installation d'un 2 ^e terna entre Zutendaal et André Dumont
402	Courcelles	Poste	380kV	Nouvelle travée de raccordement pour production centralisée dans poste existant
403	Villeroux	Poste	220/70kV	Nouveau transformateur 90 MVA

Date de mise en service précédente	Date de mise en service prévue	Statut du projet	Raison du changement
2016	2015	Réalisation	
2014	2015	Réalisation	Révision du plan de travail
2014	2016	Réalisation	
2014	2017	Réalisation	Obtention des permis
2014	2017	Réalisation	Obtention des permis
2014	2017	Réalisation	Obtention des permis
2013	2016	Réalisation	Révision du plan de travail
2014	2015	Réalisation	Révision du plan de travail
2014	2015	Réalisation	Révision du plan de travail
Indicative	2020-2025	Étude	
Indicative		Annulé	Optimisation par solution alternative
Indicative		Annulé	Optimisation par solution alternative
Indicative	2020-2025	Étude	
Indicative	2020-2025	Étude	
Indicative		Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes (augmentation de la charge, production décentralisée, ...)
2012	2012	Réalisé	
2016-2020	2016	Réalisation	
2013	2015	Réalisé	Révision du plan de travail
2013	2014	Réalisé	Révision du plan de travail
Indicative	± 5 ans après décision	Annulé	Délai décision client
Indicative	± 5 ans après décision	Annulé	Délai décision client
Indicative	1,5 à 2 ans après décision	Annulé	Délai décision client
Indicative	2015	Réalisé	

7.4. Légendes des cartes

- | | |
|---|--|
| ● Poste existant (380kV) |  Liaison 380kV existante |
| ● Poste existant (220kV) |  Liaison 220kV existante |
| ● Poste existant (150kV) |  Liaison 150kV existante |
| ● Poste existant (110kV) |  Liaison 110kV existante |
| ● Poste existant (70kV) | |
| ● Nouveau poste
(380 et/ou 220 et/ou 150kV et/ou 110kV) |  Nouvelle ligne 380kV |
| ● Augmentation de la capacité de
transformation (380 et/ou 220 et/ou 150kV) |  Nouvelle ligne 220kV |
| ● Remplacement et/ou restructuration
dans un poste existant
(380 et/ou 220 et/ou 150kV) |  Nouvelle ligne 150kV |
| ● Augmentation de la capacité de
transformation et remplacement
dans un poste existant
(380 et/ou 220 et/ou 150kV) |  Nouvelle ligne 110kV |
| |  Nouvelle liaison HVDC |
| |  Nouveau câble 380kV |
| |  Nouveau câble 220kV |
| |  Nouveau câble 150kV |
| |  Adaptation d'une liaison 380kV existante |
| |  Adaptation d'une liaison 220kV existante |
| |  Adaptation d'une liaison 150kV existante |

